KAROL BOHDANOWICZ
Inżynier górniczy
b. dyrektor Komitetu Geologicznego i b. profesor Instytutu Górniczego
w Piotrogrodzie, członek i b. wice-prezes Société Géologique
de France; profesor Akademji Górniczej w Krakowie

TERENY I ZŁOŻA NAFTOWE

ZARYS W ZAKRESIE GEOLOGJI STOSOWANEJ

Z 90 RYSUNKAMI W TEKŚCIE I NA CZTERECH TABLICACH

WARSZAWA
NAKŁADEM TOWARZYSTW NAFTOWYCH
„BRACI NOBEL" I „OLEJ SKALNY"
1923

Drukarnia i Introligatornia Leona Nowaka, Warszawa, Warecka 12.

PRZEDMOWA.

W polskiej literaturze naukowej nie brak poważnych dzieł z dziedziny nafty, jak prace Radziszewskiego, Załozieckiego, Zubera, Szajnochy, Grzybowskiego, Nowaka, Tołwińskiego; polscy geologowie, inżynierowie wiertniczy i wiertacze pracowali w najrozmaitszych krajach z uznanem powodzeniem.

Zrozumiałem jest jednak, że dopiero dziś z gwałtownym rozwojem przemysłu i techniki nastąpił czas największych wysiłków, aby utrzymać placówki, uzyskane przez dorobek poprzednich pokoleń. Jednym z warunków powodzenia takich wysiłków w każdej gałęzi pracy jest zrozumienie obecnego stanu tej gałęzi, czynników jej postępu i odpowiedniej organizacji. Postęp przemysłu górniczego, a w tej liczbie i naftowego, zależy od wielu przyczyn, które wychodzą poza ramy treści niniejszej książki, która jest zarysem w dziedzinie tylko geologji stosowanej. Na zagadnieniach przemysłowych praktyka geologiczna i techniczna są nierozłączne; wyniki badań geologicznych otrzymują swoje zastosowanie w pracy narzędzi i maszyn, w manipulacji rurami podczas wiercenia otworów na polach naftowych i w samej organizacji przemysłu. Współpraca odpowiednio przygotowanych fachowców, jak inżynierowie górniczy i geologowie z dobrą szkołą inżynieryjną, dała najlepsze chyba wyniki w Stanach Zjednoczonych Półn. Ameryki i w Rosji, tych krajach olbrzymich terenów do zbadania górniczego.

Te doświadczenia zakreśliły treść i ramki niniejszej książki, która nie jest bynajmniej przygodną, a powstała z wykładów, prowadzonych przeze mnie w Instytucie Górniczym w Piotrogrodzie do r. 1918 i następnie wygłoszonych na Akademji Górniczej w Krakowie w r. 1922. W ogólnym zarysie wykłady w Instytucie Górniczym zostały wydrukowane przez moich byłych uczni w Piotrogrodzie już po moim wyjeździe z Rosji [1]). Z głębokiem zadowoleniem mogę zaznaczyć, że całe pokolenie wybitnych geologów i inżynierów naftowych w Rosji od r. 1902, kiedy objąłem w Instytucie Górniczym katedrę geologji ogólnej i stosowanej, mogę zaliczyć do swoich uczni.

Niech mi wolno będzie przypomnieć na tem miejscu z uznaniem imiona chociażby inżynierów Zamiatina, Uszejkina i Bogusza, którzy zginęli przedwcześnie w burzy rewolucyjnej; Zamiatin i Uszejkin dali jedne z najwięcej dokładnych prac z geologji pól naftowych Emby, Timana i Baku, a Bogusz oddał wszystkie swoje siły pracy wiertniczej na Embie [2]).

---

[1]) Bohdanowicz, Oczerk miestorożdienij niefty i drugich bitumow. Pietrograd, 1921.

[2]) Podczas druku niniejszej książki otrzymałem od zrzeszenia górników rosyjskich oficjalne pismo, powiadamiające mnie, że moi uczniowie inżynierowie górniczy, opierając się całkowicie na podanej przeze mnie, w celu poszukiwań złóż soli kamiennej, budowie geologicznej Irkutskiego kraju, mogli domagać się dowiercenia otworu świdrowego, rozpoczętego w r. 1916 na wyspie Warnicznej około usolskiej saliny; w lutym r. 1923 tym otworem na głębokości od 692,4 m do 725 m były przewiercone pokłady soli kamiennej ogólnej miąższości 33 m. Zadanie wysokiej ekonomicznej

Zastosowanie geologji do badania terenów i złóż naftowych rozwija się z nadzwyczajną szybkością; teoretyczne poglądy geologów niezawsze są zgodne nawet w zagadnieniach, mających wielkie praktyczne znaczenie, i streszczenie tej wiedzy, dokonane dziś, musi ulegać rewizji za kilka lat. Nie śpieszyłem więc z ogłoszeniem w druku swoich wykładów [1]), lecz nie ulegają zmianie fakty dobrze ustalone i metoda ich wykładu, o ile ona dała już wyniki pomyślne.

Są dwie metody wykładu geologji naftowej, jako jednej z gałęzi geologji stosowanej. Jedna metoda polega na streszczeniu ogólnych podstawowych zasad w stosunku do tłumaczenia nagromadzenia ropy w złoża przemysłowej wartości, lub do genezy samej ropnej substancji; materjał faktyczny służy tylko do wytłumaczenia różnych zjawisk; jest to metoda więcej dedukcyjna, przy której jest trudnem utrzymać niezbędny objektywizm.

Dzieła napisane w tym kierunku są łatwe do przeczytania, lecz są zanadto dogmatyczne i na umysł mało krytyczny mogą nieraz wywierać wpływ ograniczający. Do najlepszych książek, napisanych w tym kierunku, należą nowe dzieła geologów Kalickiego [2]) i Blumera [3]), oraz bardzo rozpowszechnione w Stanach Zjednoczonych książki Hagera [4]) i Zieglera [5]), które wytrzymały po kilka wydań, i książka Cuningham Craiga [6]). Prototypem takich dzieł jest znana książka Höfera [7]).

Inna metoda polega na stopniowem rozszerzeniu wiedzy słuchacza o geologicznych stosunkach realnych terenów i złóż naftowych, ich geograficznem rozmieszczeniu, zależności złóż od różnych seryj utworów, miejscowej i regjonalnej budowy i t. d. Jest to metoda indukcyjna, która prowadzi do uspółrządnienia faktów niezbitych, do ćwiczenia na nich umysłu i do obcowania z materjałem porównawczym, ujętym krytycznie i realnie. Cały postęp nowoczesnej geologji złóż minerałów użytecznych zawdzięcza właśnie tej porównawczej metodzie; oczywiście że wykłady w tym kierunku mogą być ujęte z pożytkiem dla siebie przez ludzi, obytych z głównemi zasadami geologicznej wiedzy. Zasady te są spopularyzowane dziś w stopniu dostatecznym nietylko pomiędzy słuchaczy szkół wyższych i są zawsze zrozumiałe, o ile nie są one ubrane w formy pretensjonalne. Żywa nauka jest zawsze prosta i jasna.

Według tej metody były ułożone moje wykłady, do których bogaty materjał miałem w znanych dziełach Höfera [8]), Redwooda [9]) i De Launay [10]) i w ca-

---

wagi dla całego kraju, w którym solanki usolskie są jedynem poważnem źródłem soli, było tem wierceniem doprowadzone do pomyślnego wyniku, i moi uczniowie nie zapomnieli wysłać mi do Warszawy wyrazów swego uznania i życzenia dalszej pomyślnej pracy w górnictwie na korzyść ludzkości To pismo, wysłane do mnie pod adresem Sekretarjatu Uniwersytetu Warszawskiego, zostało przez Sekretarjat zwrócone do Moskwy oficjalnie z zawiadomieniem, że osoba, do której pismo było skierowane, Sekretarjatowi jest nieznana. List, wysłany jednak powtórnie w drodze prywatnej, otrzymałem, i na tem miejscu dziękuję swym uczniom i kolegom rosyjskim za uznanie moich prac dla dobra ich kraju.

[1]) Wykłady te miały być wydrukowane, jako tom III — „Złoża kopalin użytecznych nie-rudnych", mojej pracy, której dwa tomy wyszły pod tytułem: „Złoża rudne", t. I, 1912 i t. II, 1913, nakładem Inst. Górniczego w Petersburgu (w języku rosyjskim).

[2]) Kalicki, Geologja niefty. Pietrograd, 1922 (w języku rosyjskim).

[3]) Blumer, Die Erdöllagerstätten und übrigen Kohlenwasserstoffvorkommen der Erdrinde. Grundlagen der Petroleumgeologie. Stuttgart, 1922.

[4]) Hager, Practical Oil Geology. The application of Geology to Oil Field Problems. Third Edition New Jork, 1919.

[5]) Ziegler, Popular Oil Geology. Second Edition. New Jork. 1920.

[6]) Cunningham Craig, Oil Finding. Second Edition. London, 1920.

[7]) Höfer, Das Erdöl und seine Verwandten. 4 Auflage. Braunschweig, 1922. — Pierwsze wydanie było w r. 1888.

[8]) Höfer-Engler, Das Erdöl, seine Physik, Chemie, Geologie, Technologie u. sein Wirtschaftsbetrieb. II Band, Die Geologie. Leipzig, 1909.

[9]) Redwood, Petroleum, a Treatise. Vol. I—III, Fourth Edition. London, 1922.

[10]) L. De Launay, Traité de métallogénie, T. I, str. 439—620. Paris, 1913.

rej współczesnej literaturze, potrzebującej jednak bardzo krytycznej oceny. Takąż metodą posługiwał się Emmons w swoich wykładach i w ułożeniu swojej pięknej książki [1]). Od czasu wydania dzieła Höfera mamy nowe materjały o ropnych obszarach zwłaszcza w Stanach Zjednoczonych, Rosji, Meksyku, Południowej Ameryce; natomiast w książce Emmonsa złoża poza Stanami Zjednoczonemi są traktowane bardzo pobieżnie.

Niniejsza książka jest streszczeniem dużego materjału, wykorzystanego nietylko z literatury, lecz również z własnego doświadczenia na wszystkich polach naftowych Rosji, a poczęści Jawy, Kalifornji, półwyspu Pirenejskiego, Francji, Rumunji i Polski [2]); nie było mojem zadaniem ujęcie całokształtu geologji naftowej, lecz dążyłem tylko do tego, aby dopomóc polskiemu inżynierowi i geologowi w jego pracy [3]) i zwrócić jego uwagę na zagadnienia bieżące w praktyce naftowej.

W odnośnikach nie miałem zamiaru ująć całej literatury; zostały wskazane dzieła i prace tylko bezpośrednio wykorzystane w tekście, albo zawierające więcej gruntowne opracowanie omawianych zagadnień.

Do dziś przy naukowej pracy w Polsce odczuwa się, niestety, brak literatury nietylko najnowszej, lecz i starej, a zwłaszcza w stosunku do Rosji; nie mogłem również wykorzystać dla złoż rosyjskich, niektórych w Azji i na półwyspie Pirenejskim i tych materjałów osobistych, które pozostały w Rosji.

Akademja Górnicza w Krakowie ma za jedno ze swoich zadań kształcić inżynierów górniczych z odpowiedniem geologicznem przygotowaniem; takich inżynierów w Polsce jest największa potrzeba w przemyśle naftowym. W Stanach Zjednoczonych w r. 1913 na polach naftowych Oklahoma-Kansas było zatrudnionych tylko trzech geologów, dziś tam pracuje ich więcej jak dwieście pięćdziesiąt. Wynikiem ich pracy jest, że widoki na pomyślne wiercenia, które były przedtem jeden na 150 szybów, dziś są jeden na trzy. Większe przedsiębiorstwa tam posługują się dziś całym sztabem geologów inżynierów, pośród których młody inżynier znajduje najlepszą praktyczną szkołę do swojej następnej odpowiedzialnej pracy. Książka niniejsza jest więc również apelem do naszego przemysłu naftowego, aby w swoich własnych interesach nie zaniedbywał współpracy geologów inżynierów.

Mogłem opracować do druku swoje wykłady dzięki firmie Standard Oil, która dostarczyła mi niezbędną najnowszą literaturę amerykańską i daty statystyczne; również niektóre materjały łaskawie dostarczył mi inż. górn. W. Kosicki z Detroit, Mich. Towarzystwa „Braci Nobel" i „Olej Skalny" podjęły się wydania książki własnym nakładem, przyczyniając się w ten sposób najzupełniej bezinteresownie do krzewienia fachowej wiedzy w Polsce.

Karol Bohdanowicz.

Warszawa, sierpień 1923 r.

---

[1]) William Harvey Emmons, Geology of Petroleum. New York, 1921. — Do tegoż typu należy elegancka książka Jean Chautard, Les gisements de pétrole. Paris, 1922, jak również znane dzieło Tassart, Exploitation du pétrole. Paris, 1908 i poważne dzieło Dalloni, La géologie du pétrole et la recherche des gisements pétrolifères en Algérie. Alger, 1922.

[2]) Tereny naftowe Hiszpanji i Portugalji poznałem pobieżnie podczas badania złóż rud wolframowych i terenu platynonośnego w r. 1916, kiedy zostałem delegowany w tym celu przez rząd rosyjski. Tereny naftowe Francji zbadane przeze mnie szczegółowo w r. 1920 z polecenia rządu francuskiego, któremu zostało złożone odpowiednie sprawozdanie. Tereny naftowe na Jawie w rezydencji Soerabaja zwiedziłem w r. 1894, a tereny Kalifornji w r. 1901 w samym początku rozwoju tam przemysłu. Na terenach naftowych Rosji pracowałem, jako geolog polowy i organizator badań Komitetu Geologicznego. Tereny Rumunji i Polski poznałem podczas wielokrotnych ekspertyz przemysłowych od r. 1919.

[3]) W polskiej naukowej literaturze jest już książka, przeznaczona przeważnie dla geologów i obejmująca całokształt geologji naftowej. — Zuber, Flisz i Nafta. Lwów, 1918. — Praca łączy poniekąd oba wymienione wyżej kierunki, bo teoretyczne zapatrywanie autora jest uzasadnione materjałem różnorodnym prawie z całego świata.

rej współczesnej literaturze, potrzebującej jednak bardzo krytycznej oceny. Taką metodą posługiwał się Emmons w swoich wykładach i w ułożeniu swojej pięknej książki [1]). Od czasu wydania dzieła Höfera mamy nowe materjały o ropnych obszarach zwłaszcza w Stanach Zjednoczonych, Rosji, Meksyku, Południowej Ameryce; natomiast w książce Emmonsa złoża poza Stanami Zjednoczonemi są traktowane bardzo pobieżnie.

Niniejsza książka jest streszczeniem dużego materjału, wykorzystanego nietylko z literatury, lecz również z własnego doświadczenia na wszystkich polach naftowych Rosji, a poczęści Jawy, Kalifornji, półwyspu Pirenejskiego, Francji, Rumunji i Polski [2]); nie było mojem zadaniem ujęcie całokształtu geologji naftowej, lecz dążyłem tylko do tego, aby dopomóc polskiemu inżynierowi i geologowi w jego pracy [3]) i zwrócić jego uwagę na zagadnienia bieżące w praktyce naftowej.

W odnośnikach nie miałem zamiaru ująć całej literatury; zostały wskazane dzieła i prace tylko bezpośrednio wykorzystane w tekście, albo zawierające więcej gruntowne opracowanie omawianych zagadnień.

Do dziś przy naukowej pracy w Polsce odczuwa się, niestety, brak literatury nietylko najnowszej, lecz i starej, a zwłaszcza w stosunku do Rosji; nie mogłem również wykorzystać dla zbiór rosyjskich niektórych w Azji i na półwyspie Pirenejskim i tych materjałów osobistych, które pozostały w Rosji.

Akademja Górnicza w Krakowie ma za jedno ze swoich zadań kształcić inżynierów górniczych z odpowiednim geologicznem przygotowaniem; takich inżynierów w Polsce jest największa potrzeba w przemyśle naftowym. W Stanach Zjednoczonych w r. 1912 na polach naftowych Oklahoma Kansas było zatrudnionych tylko trzech geologów, dziś tam pracuje ich więcej jak dwieście pięćdziesiąt. Wynikiem ich pracy jest, że widoki na pomyślne wiercenie, które były przedtem jeden na 150 szybów, dziś są jeden na trzy. Większe przedsiębiorstwa tam posługują się dziś całym sztabem geologów inżynierów, pośród których młody inżynier znajduje najlepszą praktyczną szkołę do swojej następnej odpowiedzialnej pracy. Książka niniejsza jest więc również apelem do naszego przemysłu naftowego, aby w swoich własnych interesach nie zaniedbywał współpracy geologów inżynierów.

Mogłem opracować do druku swoje wykłady dzięki firmie Standard Oil, która dostarczyła mi niezbędną najnowszą literaturę amerykańską i daty statystyczne; również niektóre materjały łaskawie dostarczył mi inż. górn. W. Kostecki z Detroit, Mich. Towarzystwa „Braci Nobel" i „Olej Skalny" podjęły się wydania książki własnym nakładem, przyczyniając się w ten sposób najzupełniej bezinteresownie do krzewienia fachowej wiedzy w Polsce.

Karol Bohdanowicz.

Warszawa, sierpień 1923 r.

[1]) William Harvey Emmons, Geology of Petroleum. New York, 1921. — Do tego typu należy elegancka książka Jean Chautard, Les gisements de pétrole. Paris, 1922. jak również znane dzieło Tassart, Exploitation du pétrole. Paris 1908 i poważne dzieło Dalloni, La géologie du pétrole et la recherche des gisements pétrolifères en Algérie. Alger, 1922.

[2]) Tereny naftowe Hiszpanji i Portugalji poznałem pobieżnie podczas badania złóż rud wolframowych i terenu platynonośnego w r. 1916, kiedy zostałem delegowany w tym celu przez rząd rosyjski. Tereny naftowe Francji zbadałem szczegółowo w r. 1920 z polecenia rządu francuskiego, któremu zostało złożone odpowiednie sprawozdanie. Tereny naftowe na Jawie w rezydencji Soerabaja zwiedziłem w r. 1894, a tereny Kalifornji w r. 1901 w samym początku rozwoju tam przemysłu. Na terenach naftowych Rosji pracowałem, jako geolog polowy i organizator badań Komitetu Geologicznego. Tereny Rumunji i Polski poznałem podczas wielokrotnych ekspertyz przemysłowych od r. 1918.

[3]) W polskiej naukowej literaturze jest już książka, przeznaczona przeważnie dla geologów i obejmująca całokształt geologji naftowej. — Zuber, Flisz i Nafta. Lwów, 1918. — Praca moja różni się nieco od wspomnianej wyżej kierunkiem, bo teoretyczne zapatrywania autora jest uzasadnione materjałem różnorodnym prawie z całego świata.

TREŚĆ.

ROZDZIAŁ I.

WSTĘP.

Węglowodory i ich własności.

Związki węgla z wodorem i tlenem stanowią kopaliny palne różnego gatunku i zastosowania. Ciała te nie mają stałego chemicznego składu a są mieszaninami kilku związków, często zupełnie jeszcze nie zbadanych; przewaga jednego lub drugiego związku nadaje kopalinie palnej tę lub inną własność.

Kopaliny palne można podzielić na twarde (węgle i bitumiczne łupki palne), płynne (ropy) i lotne (gazy ziemne). Niektóre z twardych ciał palnych, jak asfalt i ozokeryt, są złączone wspólnem pochodzeniem z płynnemi kopalinami palnemi. Można odnotować najzupełniej nieznaczne przejściowe formy pomiędzy węglami a łupkami bitumicznemi; takiemi są bitumiczne węgle brunatne, boghead i węgiel kennelski często podporządkowane wspólnie z łupkami bitumicznemi jednej geologicznej serji skał.

Z drugiej strony ropy i łupki bitumiczne mają wiele wspólnego w stosunku do ich znachodzenia się w przyrodzie i do ich własności; te łupki często nazywają dziś „nafto-łupkami".

Z punktu widzenia chemji można przeprowadzić ostrą granicę tylko pomiędzy krańcowemi członkami takiego nieprzerwanego rzędu od węgla do ropy. Węgiel kamienny jest to związek pierwiastka węgla przeważnie z wodorem i tlenem. Ropa i pochodne jej substancje są przeważnie związkami tylko węgla z wodorem czyli węglowodory. Pośród węgli kopalnych, począwszy od torfu do antracytu, ciała te stopniowo tracą wodór i tlen a wzbogacają się w węgiel. Ropy nie okazują takich stopniowych zmian w ich składzie. Stałość ich w warunkach naturalnych nie zależy od przybliżenia ich składem do czystego węgla, lecz od utworzenia się różnych form związków węglowodorowych. Takie formy mogą powstawać podczas tworzenia się

samego złoża lub później wskutek różnych czynników zmieniających (metamorfozujących), a więc tak jak w innych złożach. W złożach ropy mogą być te same własności, czy odmiany, zależne od przyczyn pierwotnych, ale także i od przyczyn wtórnych; te zmiany mogą być jakościowe, a również i ilościowe.

Przy eksploatacji i poszukiwaniach złóż ropnych niezbędną jest dokładna znajomość warunków geologicznych znachodzenia się samego złoża, a również i pewna znajomość chemicznych i fizycznych własności rop, co może służyć do wyświetlenia niektórych stron geologicznych.

Ropa i pokrewne jej bitumiczne substancje, spotykane w postaci nieznacznych wtrąceń w różnych skałach (wapienie i margle różnego wieku: naprzykład w *ammonitach*, *Gryphaea* i *Rhynchonella*, w wapieniach bliź łupków z *Posidonomya* w liasie w Baden i w Wirtembergji), muszą być uważane za minerały. Znaczniejsze skupienia ropy tworzą złoża ropne, których geneza w pewnych wypadkach może być niezależną od genezy samej substancji, czyli bitumicznego minerału, inaczej mówiąc, jedne złoża mogą być pierwotne, związane z genezą samego minerału, a inne — wtórne, niezależne od takiej genezy. Pojęcie o wtórnych złożach ropy jest tem lżejsze do ujęcia, że ropa jest ciałem płynnem, często nasyconem gazami, więc może ulegać wszystkim prawom, które kierują rozmieszczeniem w skorupie ziemskiej takiego płynu, jakim jest woda. Geneza ropnej substancji jest dotychczas przeważnie dziedziną chemji doświadczalnej.

Metody paragenetycznego badania, któremi posługujemy się przy badaniach innych złóż, nie mają tu szerokiego zastosowania dla tej przyczyny, że prawie jedynym towarzyszącym minerałem w złożach ropnych jest woda. Częściej możemy mówić w stosunku do złóż ropnych nie o paragenezie różnych substancyj w jednem złożu, lecz o paragenezie samych złóż np. złóż ropy i lignitów, fosforytów i krzemionki. Badania systematyczne wody złóż ropnych oraz paragenezy złóż z innemi dopiero tylko co zaczynają się; odwrotnie, bardzo wiele uwagi i czasu było poświęcone zagadnieniom genezy samej ropnej substancji, organicznej czy też nieorganicznej. Często i do samego złoża podchodzą badacze już z zgóry przesądzonem zdaniem o genezie ropy.

Dla inżyniera wskazaną jest przedewszystkiem droga znajomości i badania warunków geologicznych znanych złóż ropnych i bitumów. Na podstawie takiego faktycznego materjału, krytycznie ujętego, można dojść do wniosków mniej więcej już pewnych o powstawaniu złóż. W drodze takiego stopniowego badania złóż może być rozwiązane zagadnienie genezy ropnej substancji prędzej aniżeli wyłącznie na drodze syntezy w laboratorjum chemicznem.

Chemiczny skład naturalnych węglowodorów a w szczególności rop.

Gaz ziemny, ropa i asfalt są złożone przeważnie z węgla i wodoru, lecz stanowią jednorodne mieszaniny różnych węglowodorów. Jako domieszkę znajdujemy w nich: siarkę, tlen, azot i różne nieorganiczne pierwiastki, które dają popiół złożony z wapna, żelaza, glinu, miedzi.

Proste związki węglowodorowe odznaczają się stałemi stosunkami pomiędzy ilością atomów wodoru a ilością atomów węgla i one mogą być ułożone w pewną ilość rzędów czyli seryj. Chemiczna budowa ciał każdego rzędu może być sprowadzoną do ogólnych formuł według następnego szematu:

1) $C_n\ H_{2n+2}$ (parafinowa)
2) $C_n\ H_{2n}$ (naftenowa)
3) $C_n\ H_{2n-2}$ (acetylenowa)
4) $C_n\ H_{2n-4}$ (terpenowa)
5) $C_n\ H_{2n-6}$ (benzolna)
6) $C_n\ H_{2n-8}$
7) $C_n\ H_{2n-10}$
8) $C_k\ H_{2n-12}$
. . . .
. . . .
18) $C_n\ H_{2n-32}$.

Każdy z tych rzędów obejmuje węglowodory, w których ilość atomów wodoru jest w stałym stosunku do ilości atomów węgla (n), lecz zawsze w stosunku parzystym. Członki każdej takiej serji nazywamy h o m o l o g a m i, a każdy z nich odróżnia się od poprzedniego o CH_2 a pod względem fizycznym większym ciężarem gatunkowym, wyższym punktem wrzenia i indeksem refrakcji.

W każdej serji mogą być również związki o zupełnie jednakowym składzie chemicznym z każdym z homologów, lecz o niejednakowej budowie cząsteczki, a więc o innych własnościach. Takie związki nazywamy i z o m e r a m i.

W serji $C_n\ H_{2n}$ wszystkie homologi mają widocznie jednakowy skład procentowy, lecz cząsteczki są różnego ciężaru; tak gaz $C_2\ H_4$ (etylen) i płynny amilen $C_5\ H_{10}$ mają skład jednakowy, lecz ciężary cząsteczek zupełnie różne, bo w dwóch objętościach etylenu są umieszczone 2 atomy węgla, a w dwóch objętościach amilenu — pięć atomów węgla i każdym razem odpowiednie ilości wodoru. W tym wypadku różnica we własnościach zależy jedynie od różnicy w ciężarze a nie od budowy cząsteczki, jak w zwykłych izomerach. Jest to odrębny wypadek izomerji, który nazywają p o l i m e r j ą. Wypadek utwo-

rzenia się związków wielocząsteczkowych (wysokodrobinowych) ze związków jednocząsteczkowych nazywają polimeryzacją, która jest kondensacją, skupieniem jednakowych cząsteczek. Również może być zjawisko depolimeryzacji, czyli rozpadu, rozszczepienia ciała polimorfnego na substancje pierwotne jednakowe i niejednakowe.

Jedne z węglowodorów są zdolne do reakcji bezpośredniego połączenia, inne znowu takich reakcyj nie dają. Pierwszemi są właśnie te, które zawierają mniej wodoru; drugiemi—te, które na pewną ilość węgla zawierają największą ilość wodoru. Takie węglowodory niezdatne do połączenia nazywają krańcowemi. Najwyższą zawartość wodoru mają członki serji $C_n H_{2n+2}$ w zależności od czteroatomowości węgla, np. $C H_4$, w którym jeden atom węgla utrzymuje cztery atomy wodoru. Węglowodory, mające w taki sposób wszystkie atomy wodoru związane z atomami węgla, nazywamy nasyconemi i one są więcej stałemi. Węglowodory nienasycone są mniej stałemi i łatwo ulegają zmianom w drodze przyłączenia lub odjęcia składników, albo polimeryzacji.

W różnych ropach obecnie zostały odkryte członki pierwszych ośmiu seryj węglowodorów, przyczem zwykle dominują członki dwóch seryj — pierwszej i drugiej. Każda serja jest złożona z homologów, izomerów i polimerów, a więc dla pełnej charakterystyki każdej ropy potrzebnem byłoby określenie wszystkich takich członków, więc pełne ilościowe określenie wszystkich seryj i wszystkich członków każdej z nich. Zwykle analizy chemiczne ropy dają tylko elementarny jej skład, nie pozwalający na stwierdzenie w niej tych czy innych rzędów węglowodorów, lecz takie analizy pozwalają zanotować znaczne różnice między ropami różnych miejscowości. Dominujące w składzie ropy członki jednej lub drugiej serji nadają jej ten lub inny charakter. Zwykle w ropach znajdujemy następujące węglowodory: 1) parafinowe czyli serji metanu ($C_n H_{2n+2}$), zawierające najwięcej wodoru i stanowiące węglowodory nasycone i krańcowe; 2) naftenowe serji $C_n H_{2n}$, zawierające mniej wodoru; 3) aromatyczne, jeszcze więcej biedne w wodór (np. serja benzolna $C_n H_{2n-6}$, tuluol, ksylol i inne).

Wszystkie te węglowodory są mniej więcej stałemi i ropy zawierające je są również stałemi. Ropy, zawierające jednocześnie i inne węglowodory mniej stałe, nie krańcowe i nie nasycone, są o zawartości wodoru mniejszej aniżeli w każdej z trzech wymienionych seryj. Takiemi są naprzykład członki serji acetylenu ($C_n H_{2n-2}$), terpenu ($C_n H_{2n-4}$) i inne. Przez utlenienie i polimeryzację członków takich seryj tłumaczą własność niektórych rop zmieniania swej barwy na więcej ciemną na powierzchni ziemi.

Serja parafinowa czyli metanowa rozpoczyna się metanem $C H_4$, czyli gazem błotnym o punkcie wrzenia przy—164°C. Pierwsze cztery członki tej serji są gazami, a mianowicie metan CH_4, etan C_2H_6, pro-

pan C_3H_8 i butan C_4H_{10}; członki środkowe są płynami: pentan C_5H_{12}, hexan C_6H_{14}, heptan, octan, nonan, dekan $C_{10}H_{22}$ i t. d.—o prawidłowo wzrastających punktach wrzenia od 37°C do 252°C; wyższe członki serji od $C_{18}H_{38}$ do $C_{35}H_{72}$ są ciałami twardemi podobnemi do parafiny. Właściwie parafiną nazywają mieszaninę takich twardych węglowodorów o punkcie topliwości od 37°C do 76°C. Sama nazwa parafiny pochodzi od „parum affinis", czyli mało podobny, wskutek własności charakterystycznej dla węglowodorów krańcowych, nie dających połączenia z kwasami ani z alkaljami.

Węglowodory serji metanowej są najwięcej odporne na wpływy chemiczne. Najniższe członki jak metan, etan i propan mają taką budowę, że przy niej nie może być mowy o zmianie ugrupowań atomów, więc one nie mają i izomerów. Takie węglowodory nazywają normalnemi, nie mającemi bokowych rozgałęzień (izomery), które zawsze są mniej stałemi w porównaniu z normalnemi.

Największą ilością normalnych członków serji parafinowej odznacza się ropa Pensylwanji. Węglowodory tejże serji dominują również i w ropach Małopolski. W ropach Rumunji członki tej serji znajdują się również, lecz nie dominują. Węglowodory typu $C_n H_{2n}$ rozdzielają się na kilka niezależnych seryj o odrębnych cechach fizycznych i chemicznych, lecz jednakowego procentowego składu. Z tych seryj olefinowa (etylen C_2H_4, propylen C_3H_6, butylen C_4H_8 są gazami; amilen, hexylen i t. d. są płynami) ma członki równoległe serji parafinowej. Jednak według Mabery w ropach znajdują się węglowodory tej serji w małej ilości, a węglowodory typu $C_n H_{n\,2}$, które zostały stwierdzone w ropach kaukaskich i innych, nie są olefiny, lecz tak zwane nafteny.

Serja naftenowa ma mniej członków aniżeli metanowa, bo od $C_2\ H_4$ do $C_{30}\ H_{60}$, o punktach wrzenia od—103°C do 275°C. Nafteny mają ten sam skład chemiczny, co i etyleny, lecz różnią się swoją stałością i mają wszystkie własności węglowodorów nasyconych. W stosunku fizycznym nafteny różnią się od węglowodorów krańcowych, jak metanowych, więcej wysokim ciężarem gatunkowym i przy takim ciężarze mają temperaturę wrzenia niższą aniżeli członki serji metanowej.

Typowemi ropami naftenowemi są przeważnie ropy kaukaskie. W ropie z Baku nafteny stanowią 80—90% wszystkich składników. W innych ropach, naprzykład polskich, nafteny stanowią nieznaczną część. Przeważnie z naftenów złożone są ropy około Kerczi (Czengelek), ropy włoskie (Salsomaggiore, Ozzano, Velleja) i japońskie (Echigo). Znaczna ilość ich została stwierdzoną w ropach rumuńskich, również są one w ropach Pensylwanji, a przeważają w ropach Kalifornji.

Węglowodory, których mieszanina stanowi ropę surową, mają różne punkty wrzenia. Stosując więc nagrzewanie ropy stopniowo do różnych temperatur, można stopniowo oddzielić różne węglowodory.

Na tem właśnie polega frakcjonowana destylacja ropy; lecz węglowodory wrzące przy wysokich temperaturach nie mogą być destylowane bez ich rozpadu (to co nazywają „crack"), więc w ten sposób nie mogą być otrzymywane. Dla otrzymania ich należy prowadzić destylację pod ciśnieniem zmniejszonem (vacuum) lub stosować chłodny proces, t. j. odbierać pewne frakcje zapomocą różnych rozczynników. Pełne rozdzielenie węglowodorów zawartych w ropie jest pracą nadzwyczaj długą i trudną. Zwykle frakcjonowana destylacja ropy przeprowadza się przy kilku warunkowo wybranych punktach i prowadzą wymiary objętości płynu otrzymanego pomiędzy pewnemi temperaturami. Na tem polega techniczna analiza ropy. Zwykle rozróżniają trzy grupy destylatów: 1) do temperatury 150°C lotne oleje czyli benzyny, 2) od 150°C do 270°C — oleje lampowe czyli nafty, 3) wyżej 270°C — pozostałości. Oczywista rzecz, że taka analiza daje materjał niezawsze do porównania między sobą. Ropy bogate w nafteny dają przy jednakowych temperaturach wrzenia produkty o większym ciężarze gatunkowym w porównaniu z ropami parafinowemi, więc frakcje ropy pensylwańskiej, otrzymane przy pewnych temperaturach nie mogą swoim ciężarem gatunkowym odpowiadać takimże frakcjom ropy kaukaskiej lub polskiej.

Taka techniczna analiza daje nam tylko ilościowy stosunek trzech głównych frakcyj, bardzo różny dla różnych rop surowych. Chemiczny skład i budowa takich destylatów może być różną i pozostaje nieokreśloną.

Co do innych węglowodorów, to zostały stwierdzone prawie we wszystkich ropach członki serji aromatycznej, lecz zwykle w małej ilości; między niemi odróżniają: benzol C_6H_6, toluol — C_7H_8, ksilol C_8H_{10}, kumol C_9H_{12}, cimol $C_{10}H_{14}$ i t. d. z serji benzolnej $C_n\ H_{2n-6}$. Ropa Pensylwanji zawiera nieznaczną ilość niższych członków tej serji. Więcej ich zawiera ropa Kalifornji; ropa Groznego zawiera ich 6 razy więcej aniżeli ropa Baku. Ropa Rumunji zawiera dużo toluola, mniej benzola. Z rosyjskich rop najwięcej bogatą w aromatyczne węglowodory jest ropa Majkopa (do $^{3}/_{4}\%$), następnie ropa Groznego i Bibi-Ejbata. Najwięcej tych węglowodorów zawiera ropa z Borneo. Nafta tej ropy nie może być spaloną bez dymu w zwyczajnych lampach, ponieważ wielka zawartość węgla potrzebuje dla swego spalenia bez dymu więcej powietrza. Benzyna tej ropy zawiera toluola do 40%. Przez wielokrotną destylację benzyny otrzymują produkt, zawierający toluol w ilości zwykle 8—10%. Taka aromatyczna benzyna jest już źródłem do otrzymania toluola, który służy do fabrykacji nadzwyczaj silnego materjału wybuchowego, trotil [1]). Naogół ropy karpackie, zawierające węglowodory

---

[1]) Rittman, Dutton a. Dean, Manufakture of Gasoline a. Benzene-Toluene from petroleum a. other Hydrocarbons. Bur. of Mines, Bull. 114, 1916. — Metody otrzymywania aromatycznych węglowodorów i zasady krakowania.

Dean a. Jacobs. Production of gazoline by cracking heavier oils. Bur. of Mines, Techn. Pap. 258, 1922.

parafinowe, naftenowe i aromatyczne, stanowią poniekąd typ pośredni między ropami Pensylwanji i Kaukazu. Oczywista rzecz, że w jednym i tym samym obszarze mogą być bardzo różne ropy wskutek tak pierwotnych, jako też i wtórnych przyczyn.

Analiza elementarna stwierdza zawartość tlenu w ropach surowych w ilości do 6,9%; prawdopodobnie obecność tlenu zależy od pochłonięcia tlenu powietrza przez ropę nagrzaną i dla analizy trzeba zawsze brać tylko świeżą ropę. Wiadomem jest, że tlen powietrza absorbuje się przez naftę wystawioną dłuższy czas na powietrzu i taka nafta znacznie traci na sile swego światła. Tlen może znajdować się również w utlenionych związkach kwasowych i innych. Obecność tlenu a więc kwasów w ropie nadaje tejże własność rozpuszczania metali. Dlatego też płyty ołowiu w betonowych zbiornikach do magazynowania nafty muszą być zmieniane po trzech latach. Jeżeli nafty używamy do oczyszczenia metali od rdzy, polega to również na tworzeniu się kwasów rozpuszczających sole.

Prawie wszystkie ropy zawierają azot w ilości do 1% i więcej. Najwięcej azotu zawierają ropy Kalifornji, w niektórych wypadkach od 10 do 20% azotowych związków. Zwykle azot wchodzi jako składnik innych organicznych związków, jak piridin, chinolin. Te związki stanowią zwykłe produkty rozkładu materji zwierzęcej, skąd niekiedy wyprowadzają o pochodzeniu organicznem ropy.

Siarka jest prawie we wszystkich ropach, lecz w bardzo małej ilości; tylko ropy Lima i Ohio w Stanach Zjednoczonych i ropy Algieru zawierają więcej, jak 2% siarki. Siarka wchodzi w tych ropach w skład tak zwanych merkaptanów: $(C_2H_5)_2S$. W innych ropach, np. Kanady, siarka jest składnikiem innych związków. Oprócz siarki związanej w taki sposób zawierają niektóre ropy, jak w Texas, siarkę swobodną. Związki siarki nadają ropie nieprzyjemny i ostry odór, pozostający nawet w produktach przeróbki takiej ropy. Taki ostry odór mają niektóre ropy, zawierające nawet bardzo małe ilości siarki, jak ropa w Pechelbronn i Pein, w Hannower.

Dawniej przypuszczano w Ameryce, że ropa w wapieniach (Lima-Ohio) zawiera więcej siarki aniżeli ropa w piaskowcach i łupkach; jednakowoż stwierdzoną została siarka i w ropach w tych ostatnich skałach np. w Oregon i to w ilości do 1,19%, tj. więcej aniżeli w wapieniach Ohio, gdzie było 0,6%.

Z punktu widzenia organicznego pochodzenia ropy i to z materjału zwierzęcego, siarka w niej może zależeć od albumicznej substancji szczątków zwierząt, jak również siarka może być wytłumaczoną przez redukcję siarczanych soli wody morskiej działalnością już powstałych bitumicznych substancyj.

Zasługuje na uwagę, że zawartość siarki w asfaltach jest więcej znaczną aniżeli w ropach. Jeżeli asfalt pochodzi z ropy, to proces

takiego utworu był złączony z koncentracją siarki. Przy destylacji ropy zauważono, że frakcje o większym ciężarze gatunkowym przy 300°-350°C zawierają siarki 3 razy więcej, aniżeli frakcje do 150°C. Jednakowoż analizy ropy w Groznym stwierdziły, że frakcje o ciężarze gatunkowym 0,685 zawierają siarkę, a we frakcjach o ciężarze gatunkowym 0,750 — 0,770 siarki niema.

Węglowodory serji parafinowej znajdują się w ropie w stanie gazowym, płynnym i twardym przy zwykłej temperaturze, lecz gazy i twarde węglowodory są rozpuszczone w płynach. Z takiego roztworu lotne członki serji ulatniają się, jak tylko temperatura zaczyna się podnosić lub ciśnienie zmniejszać się. Twarde związki zostają strącone przy odpowiedniem zniżeniu temperatury. Do takich twardych należą właśnie parafiny, które mogą być zwolnione z ropy przez jej ostudzenie bez rozkładu samej ropy. Na tem polega znane zjawisko osady parafiny w świdrowych otworach po znacznem wydzieleniu się gazów z ropy, a więc jej ostudzeniu, lub w rurociągach ropnych zimową porą.

Węglowodory jednej serji mogą być przetworzone w węglowodory drugiej serji przez odjęcie lub dodanie pewnej ilości wodoru. Na sztucznem zwolnieniu wodoru przy temperaturze czerwonego gorąca są oparte metody aromatyzacji ropy, tj. otrzymania toluola z ropy z taką małą zawartością aromatycznych związków, że zwykłym sposobem wielokrotnej destylacji nie można otrzymać benzyny aromatycznej.

Tak zwane smary, które są mieszaniną węglowodorów o wysokim ciężarze gatunkowym czyli cząsteczkowym, przy ich nagrzewaniu, pod ciśnieniem dają frakcje, z których jedne o temperaturze wrzenia najbardziej niskiej należą do serji metanowej a inne o znacznie wyższej temperaturze wrzenia zawierają więcej naftenów; zaś frakcje z najwyższą temperaturą wrzenia znowu są smarami podobnemi do materjału, który był użyty do takiego doświadczenia. Przy destylacji ropy z rozkładem produktów (craking process) powstają węglowodory nienasycone w drodze oddzielenia wodoru lub rozkładu wielocząsteczkowych związków na węglowodory niskiej cząsteczkowej wagi.

Proces „craking" polega właśnie na tem, że w końcu destylacji ropy regulują temperaturę i ciśnienie w ten sposób, by węglowodory pozostałości doprowadzić do rozkładu i otrzymać nową serję produktów w drodze dodania lub odjęcia wodoru i depolimeryzacji. Przy tym procesie wywołują więc dowolnie genezę takich węglowodorów, których w surowej ropie nie było. Na drodze „craking" można otrzymać z najwięcej ciężkich surowych rop lub z ciężkich produktów destylacji ilość lekkich frakcyj benzynowych, daleko przekraczającą ilość tychże frakcyj wziętego materjału przy zwykłej jego destylacji.

Od procesu krakowania właściwego rozróżniają jeszcze proces k a t a l i t y c z n y, gdy dla otrzymania największej ilości lekkich produktów używa się nietylko wysokich temperatur i ciśnienia, lecz

wpływu specjalnych czynników, naprz. chlorku glinu ($Al_2 Cl_3$) lub innych, działających jak katalizatory.

Wszystkie te i inne chemiczne doświadczenia stwierdzają, że zjawiska zmiany w ropach sprowadzają się do molekularnych asocjacyj czyli polimeryzacji i odwrotnie do depolimeryzacji, gdy jedne węglowodory rozpadają się na inne, więcj proste cząsteczkowo. Ten ostatni proces odbywa się właśnie przy zwiększeniu temperatury i ciśnienia.

Chemja naftowa pozwala stwierdzić, według znanego chemika Mabery, że ropa, z jakiegokolwiekby złoża ona pochodziła zawiera zawsze jedne i te same substancje, lecz w różnych proporcjach seryj węglowodorów i członków tych seryj.

Chemicy idą jeszcze dalej i twierdzą, że wszystkie formy bitumów, od metanu do asfaltu, muszą także mieć i wspólne pochodzenie.

Jeżeli zawartość różnych seryj węglowodorów i różnych ich członków będziemy uważać za skład chemiczny ropy, to możemy również stwierdzić, że ropy w jednem i tem samem złożu, lecz z różnych jego poziomów, albo z tego samego poziomu, lecz nie w tych samych warunkach tektonicznych, mogą być chemicznie różnemi. Chemiczny skład rop nasuwa więc przypuszczenie, że różne chemiczne własności rop, pomimo możebnych pierwotnych przyczyn ku temu, są skutkiem zmian wynikających w zależności od chemicznych i fizycznych własności skał, zawierających złoże, od wody w nich się obracającej i od tektonicznych zaburzeń, którym to złoże uległo.

Fizyczne własności ropy.

Ropy rożnią się fizycznie jedne od drugich barwą, zapachem i ciekłością. Barwa ropy zmienia się od żółtej i zielonej do brunatnej i czarnej; wyjątkowo są znane ropy prawie bezbarwne (Surachany, Montechino, Klęczany), lub o czerwonem zabarwieniu (Klęczany). Niektóre ropy są zielone w świetle odbijającem; inne znowu są zupełnie nieprzezroczyste.

Zapach rop zależy od lotnych składników przeważających w danej ropie. Niektóre lekkie ropy mają zapach benzyny, inne bogate w składniki aromatyczne mają specjalny przyjemny zapach. Ropy zawierające siarkę mają, jak mówiliśmy, zapach nieprzyjemny, lub zapach siarkowodoru.

Ciekłość rop nie jest jednakową. Jedne są płynnemi jak woda, drugie są mniej więcej lepkiemi, a inne zupełnie gęstemi. Ciekłość zmienia się z temperaturą ropy, a więc i z porą roku (dla ropy na powierzchni ziemi). Niektóre ropy w Meksyku i na Kaukazie (Kałużska w okręgu Kubańskim) są na tyle gęstemi, że nie mogą być transportowane zapomocą rurociągów.

Najwięcej charakterystyczną własnością każdej ropy jest jej ciężar gatunkowy[1]), który waha się dla różnych rop, zwykle od 0,730 do 0,970 przy temperaturze 15°C (60°F); rzadziej znachodzą się ropy o ciężarze gatunkowym 0,650, jak w Surachanach, Montechino, i o ciężarze gatunkowym 1,08, jak w Meksyku. Skalna smoła czyli malta jest gęstą masą brunatno-czarnej barwy o ciężarze gatunkowym od 0,900 do 1,016.

W praktyce zwykle rozróżniają ropy lekkie o ciężarze gatunkowym 0,770 do 0,820, średnie o ciężarze gatunkowym 0,830 do 0,860 i ciężkie o ciężarze gatunkowym wyżej 0,860. Pierwsze zwykle mają barwę więcej jasną i zapach mniej więcej przyjemny.

Ciężar gatunkowy rop w każdym z roponośnych obszarów jest bardzo wahającym się, np. w Baku od 0,854 — 0,899; w Małopolsce od 0,790—0,907; w Rumunji od 0,770 do 0,935 i t. d. Często w jednym i tym samym złożu ciężar gatunkowy zmienia się na nieznacznej przestrzeni a zwłaszcza dla rop z poziomów różnej głębokości.

Ropa traci swą ciekłość w miarę dłuższego na nią wpływu powietrza i światła wskutek stopniowej utraty przytem więcej lotnych składników, a poczęści wskutek zmiany przytem i chemicznego składu ropy. Od tego też zależy właśnie zjawisko ciężkiej, gęstej ropy około odkrywek na powierzchni ziemi ropnych pokładów. Ropy w takich naturalnych wyciekach lub w niegłębokich studniach są w postaci masy słabo ciekłej, podobnej do skalnej smoły. Taką ropę często używają bezpośrednio jako smar do kół. Ropa przy zwykłej temperaturze może w przeciągu kilku tygodni stracić na wadze do 35% wskutek wyparowania lekkich składników; ropa traci przytem i lekkie destylaty. Kwestja dobrego magazynowania ropy jest bardzo poważną, a zwłaszcza dla rop benzynowych i parafinowych. Ropa wyparowuje tem szybciej, im zawiera więcej wodoru a mniej węgla, a więc ropy parafinowe wyparowują szybciej aniżeli ropy naftenowe.

W Pensylwanji ropa znajduje się na trzech poziomach w odległości między pierwszym a trzecim poziomem 76 m, i ciężar gatunkowy rop zmienia się w następujący sposób: górny poziom — 0,8750, środkowy 0,8235 a dolny 0,7777.

Również zauważono zmniejszenie się ciężaru gatunkowego ropy na poziomach więcej głębokich w Majkopie na Kaukazie, na złożach Dossor i Makat w okręgu Uralskim. W Groznym główny poziom daje ropę o ciężarze gatunkowym 0,86, a głębiej poziom ropny jest o ciężarze gatunkowym ropy 0,8528. Jednakowoż taki stosunek cię-

[1]) W Stan. Zjedn. gęstość ropy określa się nie ciężarem gatunkowym (D) w stosunku do wody, lecz w stopniach skali Beaumé (B). Do przeliczenia służą następne formułki: $B = \frac{140}{D} - 130$; $D = \frac{140}{130 + B}$

żarów gatunkowych ropy do głębokości poziomów nie jest stałym, jak naprzykład przypuszczał E n g l e r. W Surachanach i innych polach Bakińskich mamy zupełnie odwrotny stosunek; tutaj ciężar gatunkowy rop prawidłowo wzrasta z głębokością. W Borysławiu ropne poziomy głębokie dają ropę parafinową (o procentowości parafiny 7—10%), o ciężarze gatunkowym 0,8685, a górne poziomy podporządkowane starszym utworom geologicznym dają ropę z małą zawartością parafiny (do 4,9%), lecz cięższą — 0,8920 [1]). Również niezależnie od formacji geologicznej zaznacza się w Borysławiu, że w miarę zwiększania się głębokości zmniejsza się ciężar gatunkowy ropy.

Zwykle ropy lekkie dają i znaczniejsze frakcje nafty, lecz są także wyjątki. Niema stałego stosunku między ciężarem gatunkowym ropy a zawartością parafiny. Na Kaukazie w miarę zawartości parafiny ciężar gatunkowy ropy wzrasta, np. ropa parafinowa Czelekenu ma cięż. gat. 0,8686. W Borysławiu widzimy stosunek odwrotny; w Groznym na nowych polach ropa parafinowa ma ciężar gat. 0,845—0,850, a więc jest lżejsza od ropy bezparafinowej starych pól.

Ropy podporządkowane jednym i tym samym geologicznym poziomom, np. w Borysławiu i Bitkowie, również ropy w Rumunji na jednych i tych samych polach w Moreni i Baikoi mogą mieć nietylko inne ciężary gatunkowe, lecz mogą być innemi w stosunku do zawartości parafiny i lotnych frakcyj (Borysław i Bitków).

Ciężar gatunkowy rop może zależeć od przyczyn fizycznych i od przyczyn chemicznych. Do pierwszych należą wyparowanie i adsorbcja. O wyparowaniu już mówiliśmy. Adsorbcja jest to wpływ niektórych twardych ciał na stykające się z niemi płyny i wyciągnięcie z tych ostatnich niektórych składników. Taką własność ma np. węgiel kostny na barwniki w roztworach, również niektóre gliny, nawet piasek kwarcowy, a w szczególności koloidy. Dla otrzymania bezbarwnej nafty używają zwykle węgla i różnych glin bogatych w krzemiany alumo-magnezowe, tak zwaną ziemię füllera, floridin. Doświadczenie poczynione na ropie surowej stwierdziło, że ropa filtrowana przez ziemię füllera (füllers earth) nietylko zostaje przezroczystą, lecz poddaje się frakcjonowaniu według cięż. gat. D a v i d D a y [2]) na zasadzie powyższego przyszedł do wniosku, że we Wschodnich Stanach Zjednoczonych pierwotnem siedliskiem ropy były wapienie syluryjskie. Ropa z nich została infiltrowaną w górne więcej porowate pokłady, a różnica w gatunkach ropy w Ohio i Pensylwanji zależy od takiego frakcjonowania.

---

[1]) Jednak nie jest tak na całej przestrzeni takich poziomów, bo ropa z szybu „Joffre" w Mraźnicy ma c. g. 0,843 i jest zupełnie bezparafinową.

[2]) D a y, Cong. intern. du pétrole, Paris, 1900 r.

Załoziecki[1]), opierając się na doświadczeniach Day, jak również Stella wypowiedzieli się, że przemieszczenie (migracja) ropy i jej filtracja są naturalnemi procesami przy tworzeniu się złóż ropnych; a filtracja prowadzi do zmian w składzie ropy, które są uzależnione od chemicznych i fizycznych własności skał filtrujących i przeciągu czasu całego procesu.

Wpływ adsorbcji może działać zupełnie przeciwnie, jak wpływ wyparowania. Również według Englera pierwotne wskutek filtracji rozdzielenie ropy stopniowo musi zaniknąć wskutek zjawisk dyffuzji.

Zjawisko filtracji ropy przyprowadza nas do kwestji o przyczynach różnej barwy rop. Czyste węglowodory są mniej więcej bezbarwnemi, one przyjmują ciemny kolor przez utlenienie zwłaszcza nienasyconych związków (jak etyleny i olefiny). Takie utlenienie może nastąpić przy samym utworzeniu się ropy, również i później przez wpływ powietrza dosięgającego złoża w ten lub inny sposób, wreszcie częściowo przez cyrkulację wody zawierającej tlen. Ropa musi stopniowo przybierać ciemną barwę, o ile temu nie zapobiega zjawisko adsorbcji. Zabarwienie ropy może zależeć również i od obecności pewnych barwników, których natura jest jeszcze bardzo mało zbadaną, lecz muszą one być związkami wielocząsteczkowemi. Z liczby homologów każdej serji adsorbcji ulegają prędzej te, które mają większą cząsteczkową wagę, a więc zawierają mniej wodoru. Według innych chemików (Rakuzin) zabarwienie ropy polega na częściowej karbonizacji ropy pod wpływem wysokiej temperatury. Na zasadzie tego przyszedł Rakuzin do wniosku, że ropy starszych geologicznych poziomów muszą mieć barwę więcej ciemną, bo czasokres karbonizacji dla nich musiał być więcej znaczny. Proces filtracji i adsorbcji może jednakowoż zmienić zupełnie takie pierwotne stosunki i doprowadzić do drobiazgowego rozróżniczkowania rop tego samego terenu i jednego pochodzenia.

Jednym pewnym wynikiem takich fizyko-chemicznych badań jest to, że ropa podczas filtracji przez porowate skały może utracić wskutek adsorbcji niektóre ciężkie i asfaltowe składniki, dając derywaty więcej lekkie i światłe. Geologiczne uzasadnienie tego znajdziemy w Surachanach z jego górnemi poziomami gazu i bezbarwnej ropy (c. g. — 0,776), jak również i w Montechino (c. g. — 0,776). W wielu miejscowościach znajdziemy wspólnie ropę lekką benzynową i ciężką, niekiedy podobną do gudronu, o zawartości 40 — 70% asfaltu; o ile to nie zależy od utlenienia jednej i tej samej ropy (np. na terenach Kałużskich na Kubani) lub od zupełnie niezależnych poziomów geologicznych, może to być wytłumaczonem przez zjawiska filtracji i adsorbcji.

---

[1]) Naphta, 1902, str. 397.

Nie zważając na rozróżniczkowanie rop w stosunku do ich ciężarów gatunkowych nawet w granicach jednego terenu, można zanotować kilka ogólnych wskazówek.

W każdej więcej lekkiej ropie można przypuszczać przewagę członków niższych seryj węglowodorów, a więc członków benzynowych, a w ropach ciężkich przewagę członków wyższych seryj węglowodorów.

Ciężar gatunkowy daje do pewnego stopnia wskazówkę co do składu chemicznego rop. Tak ropy typowo parafinowe (metanowe) z Pensylwanji są naogół więcej lekkiemi od rop typowo naftenowych np. ropy bakińskiej, a szczególnie, gdy usuniemy ropy o charakterze derywatnym, jak surachańska i niektóre pensylwańskie. Dla Pensylwanji mamy ciężar gatunkowy od 0,757 do 0,875, a dla Baku od 0,854 do 0,900. W Małopolsce mamy ropy o charakterze mieszanym metano-naftenowym i cięż. gat. wahającym się między 0,779 do 0,902· W Rumunji również cięż. gat. rop waha się w szerokich granicach, bo od 0,770 do 0,930. Naogół można uważać, że ropy ciężkie dają frakcje również więcej ciężkie w porównaniu z frakcjami tychże temperatur, lecz rop lekkich.

Punkt wrzenia różnych rop nie jest jednakowym i ma to znaczenie przy ocenie różnych gatunków ropy. Ropy lekkie zaczynają wrzeć, więc ulegają destylacji przy temperaturach od 43°C jak np. niektóre ropy Kentucky. Ropy ciężkie np. z Louisiana o cięż. gat. 0,909 mają punkt wrzenia do 240°C. Ropy lekkie zwykle dają pierwsze produkty destylacji przy temperaturze około 100°, a ciężkie około 130°. Poniższa tabela wskazuje nam punkty wrzenia niektórych rop:

Pensylwanja	I — 82° C	— c. g.	0,8175
„	II — 74° C	— „ „	0,8010
Balachany	— 105° C	— „ „	0,8710
Bibi-Ejbat	— 91° C	— „ „	0,8590
Pechelbronn	— 135° D	— „ „	0,9075

Ciężkie ropy mają naogół także wyższą temperaturę zapalności, tj. temperaturę, przy której gazy, zgromadzające się nad ropą, dają z otaczającem je powietrzem mieszaninę wybuchową, lecz sama ropa nie zapala się. Temperatura zapalności waha się w granicach od 16,7°C do 100°C. Ropy, mające temperaturę zapalności niżej od 35°C, należy uważać za bardzo niebezpieczne w magazynowaniu i transporcie.

Wartość cieplikowa rop ma znaczenie przy zużytkowaniu ich na opał. Ona nie zależy ściśle od chemicznego składu ropy, jak to musiałoby być teoretycznie.

Najwięcej znane ropy mają następującą wartość cieplikową:

Baku	od	10.800	do	11.700	kalorji
Pensylwanja	„	9.913	„	10.672	„

Zach. Wirginja	od	10.180	do	10.223	kalorji
Kalifornja	„	10.300	„	10.700	„
Texas	„	8.500	„	11.000	„
Małopolska	„	10.000	„	10.231	„
Argentyna	„	10.000	„	10.300	„

a więc zawsze większą od wartości cieplikowej węgla kamiennego, która waha się między 7.500 — 9.000 kalorji. W Ameryce i Anglji wartość cieplikowa określa się na Britisch thermal units, czyli B. t. u., zawierający 252 kalorji. B. t. u. jest ta ilość ciepła, jakiej potrzeba, by podnieść temperaturę jednego funta wody o 1° Fahrenheita. Jednostka wagi ropy lekkiej ma w porównaniu z takąż jednostką ropy ciężkiej większą wartość cieplikową; przy porównaniu jednostek objętości jak np. baryłka lub gallon otrzymuje się stosunek odwrotny, bo gallon ropy ciężkiej (np. gallon ropy 0,921 waży 7,67 funta) zawiera więcej funtów aniżeli gallon ropy lekkiej (np. 0,7650 waży 6,37 funta).

Rozpuszczalność węglowodorów ropnych.

Rozpuszczalność jest to własność tworzenia jednej substancji z drugą zupełnie jednorodnej mieszaniny, w której ilości obu komponentów pozostają stałe. Większa część ropnych węglowodorów jest rozpuszczalna jedna w drugich w dowolnych ilościach, z wyjątkiem niektórych związków o wysokim punkcie wrzenia, jak parafina lub asfalt. Zwiększenie temperatury powiększa i rozpuszczalność. Jak już mówiliśmy, przy obniżeniu temperatury parafina zostaje zwolnioną z ropy, t. j. mieszanina traci swą jednorodność.

Ropę można określić jako roztwór różnych węglowodorów, jednych w drugich.

Ropa i węglowodory jej poszczególne są rozpuszczalne w dowolnej ilości przy zwykłej temperaturze w eterze, benzolu, chloroformie i innych rozczynnikach. W spirytusie amilowym rozpuszczalność zależy od wagi cząsteczkowej węglowodorów i tym spirytusem posługują się przy frakcjonowanem rozpuszczaniu dla zwolnienia z ropy niektórych węglowodorów.

Ropa może dawać z wodą t. zwaną emulsję, t. j. stałą niejednorodną mieszaninę, surowicę. Woda rozdziela się w ropie na cząsteczki nadzwyczaj drobne, które pozostają w ropie w stanie zawieszonym (suspenzja) i tym lżej, że są one do pewnego stopnia omydlonemi. Im cząsteczki są więcej drobne a więc więcej lekkie, tym stosunek pomiędzy powierzchnią lub objętością a wagą jest większy, i takie cząsteczki tym trudniej opadają na dół. Każda sferyczna cząsteczka wody jest okrążona błoną ropy, która nie pozwala ich połączeniu się w większe i cięższe cząsteczki, które mogłyby prędzej opadać na dół.

Chyżość opadania wody w takiej emulsji zależy też od ciężkości a więc ciężaru gatunkowego ropy i od lepkości. Praktycznie biorąc rzecz, oczyścić ropę od wody jest bardzo trudnem zadaniem i dlatego stosuje się specjalne metody, zwłaszcza przy pomocy prądu elektrycznego lub podgrzewania i reakcyj chemicznych.

Niedawno Rakuzin i inni badacze stwierdzili, że i parafina może znajdować się w ropie nietylko w stanie rozpuszczonym, lecz również w stanie zawieszenia, tworząc rodzaj emulsji.

Ogólne typy rop.

Własność chemiczna i fizyczna rop i wyniki technicznej analizy przez frakcjonowaną destylację pozwalają rozróżnić w Ameryce dwa główne typy rop: parafinowe i asfaltowe. Pierwsze o barwach więcej zielonych, przez wyparowanie lub przez destylację, dają pozostałość, zawierającą dużo parafiny; asfaltowe o barwach czarnych dają pozostałość zawierającą asfalt i smołę. Pozostałość czysto parafinowa nie może być rozpuszczoną w takich rozczynnikach, które rozpuszczają pozostałość asfaltową. Ropy dające pozostałość parafinową w mieszaninie z asfaltem tworzą trzeci typ rop parafinowo-asfaltowych. Przedstawicielem pierwszych są ropy Pensylwanji, mające wysoką wydajność benzyny i smarów, przedstawicielami drugiego typu są ropy Kalifornji, Meksyku, Texas, Argentyny. Największa ilość rop, jak bakińskie, rumuńskie i większa część rop Małopolski, ropy Mid Continent w Stanach Zjednoczonych należą do typu trzeciego.

Przy destylacji jedne pozostałości ropy dają znaczną ilość smarów, drugie zaś nie dają tych ciężkich węglowodorów. Typem ropy o wielkiej ilości smarów jest ropa balachańska, poczęści Bibi-Ejbata i Groznego. Ropa Pensylwanji daje znacznie mniej smarów, a ropy z Małopolski i Rumunji zajmują pośrednie miejsce.

Więcej chemiczny podział rop jest na parafinowe czyli metanowe i naftenowe. Ropy naftenowe zawierają najwięcej smarów i zawsze pewną ilość parafinowych węglowodorów. Większą ilość twardych parafinów zawierają ropy o typie parafinowo-naftenowym, jak np. ropa borysławska, Czelekena, niektóre rumuńskie. Pensylwańskie ropy zawierają znacznie mniej twardego parafinu. Największą ilość twardego parafinu, od 5% do 11%, zawierają niektóre ropy Birmy, które stygną już przy zwyczajnej temperaturze.

Przejawy na powierzchni ziemi ropy asfaltowej bazy są więcej wyraźne, niżeli ropy parafinowej bazy; ropa pozostawia około wycieków ciemną, prawie czarną masę, podobną do smoły, która może mieć wszystkie przejściowe cechy od malty do asfaltu. Natomiast, ropy parafinowej bazy szybko ulatniają się, na wyciekach dają tylko słabe ślady brunatne na otaczających skałach, a na wodzie cienkie irizu-

jące błonki, które są podobne do błonek, które dają tlenki żelaza na powierzchni wody. Błonki ropy są bardzo cienką warstewką płynu, która po jej rozbiciu znowu łączy się w jedną błonkę, a błonki tlenków żelaza są cienkim osadem na powierzchni wody, który łatwo rozbić na poszczególne kry.

Asfalt i asfaltity.

Te ciała znachodzą się w przyrodzie zawsze w pewnym związku z ropą. Asfalt ma barwę brunatno-czarną; czyste asfalty są zupełnie czarnemi i mają połysk błyszczący, zapach zwykle aromatyczny, przyjemny. Ciężar gatunkowy czystego asfaltu bez domieszek nieorganicznych waha się od 0,920 do 1,200. One są rozpuszczalne w chloroformie i siarczku węgla, a częściowo w alkoholu i benzynie. Temperatura topnienia jest około 50^0 C, lecz niektóre asfalty miękną już w temperaturze 20^0 C. Nieprzepuszczalność dla wody i słabe przewodnictwo dla ciepła i prądu elektrycznego określają ich techniczne zastosowanie. Asfaltowemi skałami, które często również asfaltem nazywają, są zwykłe wapienie i piaskowce mniej lub więcej nasiąknięte asfaltem.

Grupa asfaltitów obejmuje ciała noszące wiele nazw: jak dżilsonit, grahamit, asfaltit, mandżak, albertit i t. d. Są to ciała twarde bez zapachu, o przełomie muszlowatym, barwy czarnej, w proszku brunatnej; miękną przy temperaturze 130^0 C. Specjalne zastosowanie mają przy fabrykacji lakierów.

Chemicznie asfalt i asfaltity są mieszaniną węglowodorów z domieszką organicznych związków utlenionych, siarkowych i azotowych. Zostało stwierdzonem, że asfalt jest złożony z części płynnej (petrolen) i twardej (asfalten); oprócz tych węglowodorów rozpuszczalnych są jeszcze składniki organiczne, lecz nie rozpuszczalne, tak zwane niebitumy. Po swojej przyrodzie węglowodory asfaltu są zbliżone do naftenów, lecz przeważnie nie nasycone i nie krańcowe. Stąd wypadałoby, że materjałem dla asfaltu mogły być tylko ropy naftenowej serji; często też nazywają wskutek tego, lecz nieprawidłowo, ropy asfaltowe ropami naftenowemi.

W każdej ropie znajduje się pewna ilość asfaltów, a w niektórych tak znaczna ilość, że takie ropy nazywamy asfaltowemi; zaś w każdym asfalcie jest pewna ilość płynnych węglowodorów (petrolen). Możemy więc wnioskować, że ropa i asfalt muszą mieć, jeżeli nie jednakową to bliską genezę. Dotychczas zdania chemików na ten temat są rozbieżne. Jedni uważają, że ropa i asfalt są produktami procesów niezależnych, równoległych; drudzy twierdzą, że asfalt jest krańcową formą procesu, w którym ropa zajmuje tylko pewne stadja; inni natomiast przypuszczają, że odwrotnie przy tworzeniu się ropy asfalt jest jednym z poprzednich etapów.

Mabery liczy, że ropy zawsze przechodzą w asfalt; w Kanadzie, w Siernowodsku na Kaukazie można obserwować, że niektóre wycieki lekkiej ropy są pokryte masami ciężkiej gęstej ropy, stopniowo przechodzącej w asfaltowe masy. Wskutek procesów utleniania się ropy masy wzbogacają się w węgiel i tlen przy jednoczesnem zmniejszaniu się ilości wodoru, który w postaci wody odszczepia się. W ten sposób powstają węglowodory o najwyższym punkcie wrzenia a więc i asfalty, czy też produkty smoliste do asfaltów podobne. Stąd wynika, że asfalt i smoły, które w pewnej ilości zawsze są w ropach, mogą być produktami utlenienia i polimeryzacji ropy, w której pierwotnie tych produktów mogło i nie być.

Jeżeli w ropie znajduje się asfaltowa substancja, to na drodze prostego wyparowania musi otrzymać się pozostałość asfaltową. Jednakowoż takie ostatki znajdujemy na wyciekach ropnych a głębiej, gdzie również proces wyparowania ma miejsce, takich ostatków nie znajdujemy. Widocznie nie tyle wyparowanie jak inne procesy, a mianowicie utlenianie, polimeryzacja i reakcje siarki większe znaczenie mają przy powstawaniu asfaltów.

Oddawna znanem było doświadczenie, gdzie ropa parafinowa pod działaniem siarki przy umiarkowanej temperaturze przyjmuje barwę czarną, zwiększa swój ciężar gatunkowy i ostatecznie przechodzi w masę podobną do asfaltu. Takie samo doświadczenie przeprowadzono z ropą asfaltową, gdzie jasną ropę asfaltową przemieniano najpierw w ciemną i mniej ciekłą a ostatecznie w asfalt. Reakcja tu idzie ze zwolnieniem siarkowodoru. Wodór do tego otrzymuje się z węglowodorów ropy $C_6H_{12} + 3S = C_6H_6 + 3H_2S$.

Siarka około złóż ropnych może być genezy wulkanicznej, może powstać przez redukcję siarczanych soli bitumem, wreszcie może być produktem albuminnego materjału. Siarczane sole różnego pochodzenia mogą znajdować się w wodach, które w ten sposób mogą wywierać znaczny wpływ na zmianę chemiczną ropy, prowadząc do jej asfaltyzacji.

Nakoniec Charyczkow, chemik rosyjski, dowiódł, że przez suchą destylację asfaltu można otrzymać frakcje, bliskie frakcjom ropnym o charakterze naftenowym. Stąd chemik ten przychodzi do wniosku, że ropy są derywatami asfaltu, a nie odwrotnie.

Nasycenie skał, wapieni i piaskowców asfaltem w stanie twardym lub napół płynnym jest niemożliwem nawet przy temperaturze zbyt wysokiej, więc powstawanie asfaltowych skał mogło iść tylko w drodze zmiany substancji płynnej, którą skały zostały nasycone. Jest to wtórna geneza skał asfaltowych, lecz mogą powstać te skały i na drodze procesu niezależnego, na drodze bituminizacji skał podczas ich osadu. Będzie to geneza pierwotna asfaltyzacji skał.

Między asfaltem i temi utworami, które powstają na wyciekach ropy (kir na Kaukazie, brea w Meksyku) niema różnicy genety-

cznej. Te gęste utwory, powstałe tylko wskutek wyparowania i utlenienia bez polimeryzacji, są utworami przejściowemi do asfaltu. Ropy lekkie parafinowe nie dają na swoich wyciekach kiru.

Asfalt według Englera nie jest jeszcze końcową formą węglowodorów, on jest tylko jednym z etapów do form, złożonych z bitumów nierozpuszczalnych, jak wynik polimeryzacji i kondensacji cząsteczek.

Ozokeryt czyli wosk ziemny.

Ozokeryt [1]) jest twardem ciałem, złożonem z mieszaniny twardych węglowodorów serji parafinowej i zwykle w przyrodzie spotykany jest w związku z ropą parafinową.

Nazwę „kendebal“ czyli „kindybal“ (na Kaukazie „naftegil“) stosują do gęstej mieszaniny ropy z ozokerytem w postaci mazi; „borysławit“ (marmurowy wosk ziemny) stosują do ozokerytu twardego i kruchego. Pomiędzy temi dwoma odmianami są wszystkie przejściowe formy. Ciężar gatunkowy waha się od 0,845 do 0,930, zawsze mniejszy od 1. Punkt topliwości waha się między 50°C a 100°C, więc przy normalnych warunkach na głębokości naprz. 1500 m — 2000 m, gdzie temperatura musiałaby osiągnąć około 70°—100°, ozokeryt powinien przechodzić w stan płynny.

Oprócz składników parafinowych w zwykłym ozokerycie jest jeszcze pewna zawartość związków smolistych, t. j. utlenionych, które nadają właśnie jemu ciemne zabarwienie.

Destylacja ozokerytu daje do 52% parafiny i pewną ilość innych więcej lekkich frakcyj. Ozokeryt przerabiają dziś na twarde bezpostaciowe węglowodory, nazwane cereziną dla odróżnienia od krystalicznej parafiny. Przeróbkę w cerezinę przeprowadza się przy pomocy stężonego kwasu siarkowego, który działa na wszystkie nienasycone węglowodory i smoły, znajdujące się w ozokerycie. Przytem otrzymuje się oprócz cereziny węgiel, związki siarkowe i wodę.

W rurociągach przy wytłaczaniu ropy parafinowej pozostaje miękkie żółtawo-zielone ciało, które na powietrzu utlenia się, traci przeto lotne składniki i przyjmuje ciemne zabarwienie. To ciało jest bardzo podobne do naturalnego ozokerytu. Przykład ten przemawia za tem, że parafiny znajdują się w ropie w stanie rozpuszczonym a nie powstają z niej przez rozkład podczas destylacji. Również stwierdzonem jest, że parafiny mogą być w ropie i w stanie zawieszenia (suspensja). Złoża ozokerytu w Małopolsce, na Czelekenie, w Ferganie i w Rumunji towarzyszą złożom ropy, zawierającej parafinę, lecz typu mieszanego. W Pensylwanji, gdzie ropy są typu najwięcej parafino-

---

[1]) Berlinerblau, Das Erdwachs, Ozokerit und Ceresin. Braunschweig, 1897.

wego, ozokeryt nie jest znanym; w Birmie, gdzie ropa zawiera najwięcej twardych parafinów, złóż ozokerytu również nie spotkano.

Co do genezy ozokerytu, to tak samo jak przy genezie asfaltu mogą być trzy odpowiedzi: 1) ozokeryt jest produktem ropy, 2) ozokeryt powstał wcześniej aniżeli ropa, 3) ozokeryt powstał równocześnie z ropą procesem równoległym. Chemicy jak Załoziecki, mineralogowie jak F. Kreutz byli skłonni do odpowiedzi w drugiem brzmieniu, opierając się na opinji Mabery, że lekkie węglowodory powstają przez depolimeryzację wielocząsteczkowych węglowodorów o wysokiej wadze cząsteczkowej, a takiemi są parafiny. Niektórzy geologowie, jak Zuber[1]), rozważają, że ozokeryt i ropa powstały jednocześnie z pierwotnej bitumicznej substancji. Jednakowoż warunki geologiczne znachodzenia się złóż ozokerytu świadczą, że ozokeryt jest produktem wtórnym w stosunku do parafinowej ropy.

Gaz ziemny.

Praktycznie biorąc rzecz, każde złoże ropne zawiera gaz ziemny, który musi być zlokalizowany w górnej części złoża i znajduje się w stanie rozpuszczenia (absorbcji) w ropie i to w tem większej ilości, im większe jest ciśnienie, pod którem znajduje się złoże. Dążenie do rozszerzenia się gazu jest czynnikiem wtłaczającym ropę w pory otaczających skał, a również i do szybu wiertniczego; w miarę wypompowania ropy gazy dostarczają nową ilość ropy. Również znane są wystąpienia palnych gazów i ich złóż niezależnie od ropy. Typem takich gazów są wszystkie gazy błotne. Około Rewla latarnia morska na wyspie Kokszer jest oświetlona gazem otrzymanym szybem wiertniczym z utworów lodowcowych. Taki sam wypadek jest znany w kilku miejscach w stanie Minnesota, gdzie gaz jest w takiej ilości, że wykorzystują go do oświetlenia domów i ciśnienie gazu wynosi około 12 atmosfer. Na południu Rosji znane są gazy ziemne, nie mające żadnego stosunku z ropą, tak samo na Węgrzech. Gazy ziemne zawierają przeważnie metan. O ile metanowi towarzyszą niewielkie ilości innych gazów, jak etan, propan i butan a także inne więcej ciężkie, to można uważać, że gazy mogą być pochodzenia ropnego i ropnemi. Jednakowoż i takie gazy nie są niezłomnym dowodem złoża ropnego; w Minnesota były stwierdzone gazy cięższe od metanu z pokładów lodowcowych, a z drugiej strony w jednym z szybów ropnego złoża Caddo field w Louisiana gazy zawierają tylko metan. Na ogół w gazach ropnych złóż metanu jest do 90%, z olefinów najczęściej spotykany jest etylen (C_2H_4). Stwierdzoną jest

[1]) Zuber, Flisz i Nafta, str. 338.

również obecność azotu w gazach Pensylwanji i na Apszerońskim półwyspie a przytem w warunkach wykluczających rozkład powietrza. W złożach Meksyku został stwierdzony siarkowodór. Najwięcej różnorodnemi są gazy błotnych wulkanów; w nich zwykle są siarkowodór i ślady fosforowodorów, które mogą być przyczyną samozapalania się tych gazów.

Gazy ropne mogą być rozpuszczone również i w wodzie, nasyconej solą. Metan nie może znajdować się w pokładach w stanie zgęszczenia, ponieważ krytyczna temperatura tego gazu jest—82° C. Etylen, etan i propan mogą być w stanie płynnym przy ciśnieniu 8 do 80 atmosfer, a więc ciśnieniach prawdopodobnych na pewnej głębokości

. Gazy ziemne mają dziś wielkie ekonomiczne znaczenie. W Ameryce na polach Mid-Continent i Pensylwanji obecnie poszukują gazu więcej aniżeli ropy a zwłaszcza w Kanzas wartość otrzymywanych gazów (5 i ½ miljona dolarów) jest większą aniżeli ropy w tym stanie; w Oklahoma wartość gazów za ostatnie lata wynosi 14 miljonów dolarów. W przeciągu ostatnich ośmiu lat rozwinęła się w Ameryce poważna gałąź przemysłu w fabrykacji najlżejszego oleju, czyli gazoliny z gazu ziemnego. W r. 1919 w Stanach Zjednoczonych było 1118 instalacyj dla fabrykacji gazoliny, której otrzymano 453.949.852 gallony czyli 1.808.329 baryłek (254—335 tys. ton), a więc prawie cztery razy więcej aniżeli otrzymuje się benzyny we wszystkich rafinerjach Polski. Cyfry te podaje Mineral Industry during 1920; według innych zestawień produkcja gazoliny tylko w Mid-Continent wynosiła w roku 1917 — 2.929.010 baryłek.

Gazolina otrzymana z gazu ziemnego zawiera płynne parafiny, pentan, hexan i heptan, z domieszką więcej niskiego homologa, jak butan i więcej wysokiego, jak octan. Ten płyn jest więcej lotny i palny od benzyny, otrzymywanej z ropy i zawierającej przeważnie heptan, octan i nonan. Płyn jest więcej niebezpieczny w obcowaniu z nim, lecz przez mieszaninę jego z destylatami więcej ciężkiemi otrzymuje się produkt zupełnie odpowiadający ciężarem gatunkowym zwykłym handlowym benzynom. Chemicznie jednakowoż gazolina różni się więcej równomierną zawartością wszystkich homologów od pentana do dekana (C_5H_{12}— $C_{10}H_{22}$).

Gaz ziemny, zawierający więcej ciężkich parafinów, nazywają wilgotnym (wet); gaz, zawierający tylko metan i etan, nazywają suchym (dry). Metan może być przekształcony w płyn tylko przy bardzo niskiej temperaturze i gazolina z takiego gazu nie może być otrzymaną. Są to zwykłe handlowe gazy na opał i oświetlenie. Gaz wilgotny, zawierający wyższą ilość odsetek etanu, a również propan, butan, hexan, heptan i octan, jest głównym materjałem dla otrzymania „natural-gas gasoline", czyli „casing head gasoline".

Głównem źródłem dla otrzymania gazoliny są gazy towarzyszące ropie na dużych polach naftowych. Zwykle takie gazy wychodzą pod ciśnieniem słabszem, aniżeli gazy suche z poziomów tylko gazowych niezależnych od ropy. Na polach Mid-Continent takie gazy częściej otrzymują przez pompowanie pod zmniejszonem ciśnieniem (vacuum) z szybów, które przestały wydawać ropę. Gazy albo wychodzą z ropą i muszą być oddzielone od niej, albo wychodzą pomiędzy zarurowaniem szybu (casing) i rurami wyprowadzającemi ropę; stąd i powstała nazwa „casing head gas“. Ten „casing head gas“ jest gazem, który był absorbowany przez ropę lub nawet parą samej ropy i otrzymuje się go z ropnych pokładów. Piaski, zawierające ciężką ropę z małym procentem ciężkiej benzyny, dają gazy nie zawierające gazoliny. Piaski, zawierające ropę lekką, dają też gazy z większą wydajnością gazoliny. Zdawałoby się, że ilość gazu wypompowanego z szybu ropnego, musi być ekwiwalentem benzyny, której ropa została pozbawioną; lecz w rzeczywistości ilość otrzymywanej z gazu gazoliny jest daleko większą, aniżeli ilość takiej możebnej benzyny odpowiednio do gatunku ropy.

Proces otrzymania gazoliny z gazu polega na rozdzieleniu nieznacznej ilości ciężkich parafinów od wielkiej ilości lekkich parafinów. Po usunięciu lekkich parafinów ciężkie pozostają w stanie płynnym przy normalnem ciśnieniu i temperaturze 0°C. Takie rozdzielenie parafinów otrzymuje się dwoma sposobami: procesem kondensacji ciężkich parafinów zapomocą ciśnienia i ochładzania lub procesem absorbcji ciężkich parafinów zapomocą rozczynnika[1]). Produkty każdego z tych procesów są nieco odmienne. Gazolina kompresionowana zawiera większy procent lotnych parafinów w porównaniu z gazoliną absorbcjonowaną, w której niema propanu i butanu Skład produktów, oczywista rzecz, zależy też od składu samego gazu.

Proces kompresyjny stosują do gazu tak z poza rur (casing head), jak również do każdego innego więcej bogatego w ciężkie parafiny. Proces ten nie jest zyskownym dla gazów o gęstości mniejszej od 0,80 (przy gęstości powietrza 1,00). Zwykle gaz otrzymuje się z szybu pod ciśnieniem zmniejszonem nie większem jednak jak 25—28 cali rtęci, a więc mniej jak 1 atmosfera (ciśnienie fizycznej atmosfery 760 m/m = 30″ rtęci czyli 34 stopy = 10,3 m wody). Ciśnienie gazów niezawsze odpowiada głębokości, t. j. ciśnieniu słupa

---

[1]) Dykema, Recovery of gasoline from natural Gas by compression a. refrigeration. Bur. of Mines, Bull. 151, 1918. Metody zbierania i analizy gazu i fabrykacja gazoliny.

Dykema, Recent developments in the absorption process for recovering Gasoline from natural Gas. Bur. of Mines, Bull. 176, 1919.—Burrell, Biddison a. Oberfell, Extraction of Gasoline from natural Gas by absorption Methods. Bur. of Mines, Bull. 120, 1917.

wody, odpowiedniej wysokości, jednak z reguły wzrasta z głębokością. W wielu wypadkach np. na polach Oklahoma gazowe ciśnienie dokładnie odpowiada ciśnieniu słupa wody, czyli teoretycznemu ciśnieniu 43,4 funtów na kwadratowy cal na każde 100 stóp głębokości. Na polach gazowych Nowego Yorku były wypadki, gdzie gazowe ciśnienie wynosiło 1000—1500 funtów na cal kwadratowy, więc odpowiadało ciśnieniu słupa wody około 3400 stóp czyli 1020 m. Dla szybów suchych gazowe ciśnienie, oczywista rzecz, nie zależy od teoretycznego ciśnienia odpowiedniego słupa wody.

Ciśnienie przy fabrykacji gazoliny uzyskuje się nie odrazu, częściej dwoma perjodami do 110 funtów i do 275 funtów a ochładzanie doprowadza się do — 10° i — 25° C. Stosując większe ciśnienie i niższą temperaturę otrzymują większą wydajność gazoliny, ponieważ mogą być przeprowadzone w stan płynny i niższe członki parafinów, lecz nie jest to wskazanem wobec wielkiej lotności propana i butana, przeprowadzonych w stan płynny, więc i trudności utrzymania ich. Wydajność gazoliny na 1000 stóp kubicznych waha się w zależności od natury gazu i samej fabrykacji. Liczą, że wydajność jednego gallonu może być rentującą się; przeciętna wydajność na polach Mid-Continent była w r. 1911 — 2,68 gallonu, w r. 1916 — 3,27, a w r. 1917 — 2,987. W Oklahoma w r. 1917 zużyto 36 miljardów stóp sześciennych gazu, a otrzymano 2 i ½ miljona baryłek gazoliny.

W przeciągu ostatnich pięciu lat wszedł w praktykę proces absorbcji, który może być zastosowany do gazu nawet płonnego (lean) z wydajnością mniejszą od 1 gallona na 1000 stóp sześciennych. Wszystkie suche gazy, zawierające do $^1/_{10}$ gallona na 1000 stóp, mogą być zużytkowane dla procesu absorbcji. Proces ten polega na tem, że gaz przeprowadza się pod ciśnieniem jednej atmosfery przez płyn cięższy od gazoliny, np. naftę, nawet węglową smołę, absorbujące gazolinowe składniki. Gazolinę otrzymuje się następnie przez destylację parą tego pośredniego produktu. Inna metoda polega na tem, że gaz przepuszczają przez ciężką rafinowaną benzynę, aż do momentu, kiedy przez absorbcję gazoliny nie będzie otrzymywany bezpośrednio odpowiedni lekki produkt handlowy. Obie operacje nie są kosztownemi. Gazolina otrzymuje się jako cenny uboczny produkt na stacjach pompowych, przetłaczających duże ilości gazu. Odgazolinowany gaz służy na opał i oświetlenie.

W pokładach, zawierających gaz pod znacznem ciśnieniem, gazolina musiałaby być już zwolnioną w samych pokładach wskutek tego ciśnienia i takie gazy, do których zwykle należą suche gazy, nie są materjałem odpowiednim do fabrykacji gazoliny; więc ciśnienie gazów jest do pewnego stopnia czynnikiem określającym zawartość gazoliny. Jednak po zmniejszeniu ciśnienia zczasem także suche gazy

mogą być dobrym materjałem do fabrykacji gazoliny. Gazy Męcinki koło Krosna znajdują się pod ciśnieniem nie na tyle znacznem (przy ujściu szybu ciśnienie waha się od 6½ do 8½ atmosfer), aby te suche gazy nie mogły nadawać się do fabrykacji gazoliny. Gazy ropne Borysławia i Bitkowa przedstawiają materjał najzupełniej odpowiedni [1]).

Łupki bitumiczne.

Pod tą nazwą rozumieją się łupki gliniaste, niekiedy wapniste, z których można otrzymać produkty podobne do naftowych i gaz na drodze rozkładu węglowodorowej materji (t. zw. Kerogen) tych skał. One nie zawierają ani ropy ani gazu w stanie gotowym, lecz zawierają organiczny materjał, który na drodze suchej destylacji a więc w ogniu daje różne produkty od gazów do koksu. Zwykle takie łupki najwięcej nawet bitumiczne (nasze menilitowe, kukerskie w Estlandji) nie są bezpośrednio ropnemi, jednakowoż na obszarze łupków bitumicznych Szkocji (okręg West Lothian) są znane wycieki ropne (około Broksbörn) i gazy. W Oklahoma w serji pokładów roponośnych są łupki, które przy destylacji pod silnem ciśnieniem dają nieco ropy. W Utah na Green River łupki bitumiczne mogą być źródłem spotykanych tam żył gilsonite'a i innych asfaltitów. U nas łupki menilitowe stanowią część serji pokładów ropnych. Przeróbka łupków na surowy olej, gazolinę i siarczan amonu a następnie destylacja surowego produktu na różnorodne handlowe produkty prowadzi się na szeroką skalę w Szkocji (dolne piętro węglowe), Francji w Autun (warstwy permskie), Australji w Now. Półn. Walji i w Tasmanji (w permo-karbonowych warstwach). Duże zapasy łupków bitumicznych są zbadane w Estlandji (sylur), w Colorado, Utah, Wyoming i California (trzeciorzęd). Łupki w Szkocji dają na jedną tonę od 20 do 40 gallonów ropy i od 10 do 25 funtów siarczanu amonu. Wydajność francuskich jest mniejszą. „Torbanite“ Szkocji i „Kerosene Shale“ N. P. Walji dają od 60 do 120 gallonów ropy na tonę łupków, lecz te odmiany są zbliżone więcej do węgli bitumicznych. Należy pamiętać jednak, że przemysł łupków bitumicznych potrzebuje obszernych instalacyj jak retorty, kondensatory, rafinerje, również odpowiednich wyrobisk górniczych, a więc jest to przemysł wielki.

Kilka uwag o bitumach.

Wszystkie bitumiczne materjały można podzielić na trzy klasy: a) czyste bitumy takie, jakie znachodzą się w przyrodzie,

[1]) Zużytkowanie gazów u nas patrz: Styczeń, O eksploatacji gazów naftowych Czasop. Górn.-Hutn., III, 1919.

b) pirobitumy, czyli materjały, które przez nagrzewanie ich dają produkty mniej więcej podobne do czystych bitumów,

c) bitumy sztuczne, czyli produkty destylacji tak czystych bitumów, jak i pirobitumów.

Do klasy czystych bitumów należą: naturalne materjały gazowe, płynne (ropa, nafta) i twarde (ozokeryt, asfalt i asfaltity). Mieszaniny takich napół płynnych i twardych bitumów z różnemi skałami jak wapień, piaskowiec, piasek nazywają naogół skałami asfaltowemi.

Klasa pirobitumów obejmuje wszystkie węgle bitumiczne od torfu do bogheadu i węgla kennelskiego (również torbanite i kerosene shale) i łupki bitumiczne.

Czyste bitumy płynne i twarde są rozpuszczalne w zwykłych rozczynnikach jak alkohol, benzyna, terpentyna, eter, chloroform, siarczek węgla. Pirobitumy są rozpuszczalne częściowo lub wcale nierozpuszczalne. Do ostatnich należą australijskie, szkockie, estlandzkie. Inne łupki jak autuńskie Francji, łupki posidoniowe Würtembergji i Badenu, również nasze menilitowe są częściowo rozpuszczalne. Takie nierozpuszczalne składniki nie są jeszcze bitumami we właściwem tego słowa znaczeniu.

Według opinji chemików takie nierozpuszczalne „bitumy" muszą być produktem powolnej dezoksydacji i polimeryzacji związków przejściowych, powstających z tłuszczów, smoły i wosku pod silnem ciśnieniem. Po nagrzewaniu ich takie nierozpuszczalne bitumy przechodzą w rozpuszczalne, czyli ulegają depolimeryzacji. W drodze bezpośredniej z substancyj lekko rozpuszczalnych, jak tłuszcz, wosk, takie rozpuszczalne bitumy nie mogłyby powstać.

Można otrzymać rozpuszczalne bitumy z torfu, sapropelu (ił gnijący), węgla brunatnego, kamiennego i łupków bitumicznych. Takie bitumy przedstawiają formy przejściowe od tłuszczów w jednym kierunku do bitumów nierozpuszczalnych i również w innym kierunku przejściowe formy do rop.

W tym łańcuchu materjałów i produktów pozostają zupełnie rozpuszczalnemi tylko materjały pierwotne jak tłuszcze, wosk i smoły i jedne z produktów końcowych, a więc ropy i gazy. Doświadczenia chemików doprowadzają do wniosku, że formy wielocząsteczkowe czyli wysoko polimeryzowane mogą przetwarzać się w formy rop czyli w formy niższe tylko pod wpływem silnych czynników, jak np. ciepło. W warunkach geologicznych możemy przypuszczać, że ekwiwalentem ciepła może być czas trwania reakcji. Ciśnienie wysokie usposabia do utworzenia się więcej płynnych węglowodorów, aniżeli takich krańcowych produktów, jak gazy i węgiel.

Co zaś do asfaltu i asfaltitów, to z punktu widzenia chemicznego muszą one być końcowemi produktami utlenienia rop i ich polimeryzacji. Z punktu widzenia geologicznego asfaltowe skały (wapienie)

w niektórych wypadkach mogą zawierać węglowodory przejściowe do bitumicznych nierozpuszczalnych utworów.

Wyniki chemicznych badań możemy streścić w następującym grubym schemacie:

Tłuszcze, smoły, wosk.

Produkty przejściowe rozpuszczalne
(ił gniły, sapropel, niektóre skały asfaltowe)

polimeryzacja dezoksydacja	polimeryzacja przy wysokiem ciśnieniu
Produkty nierozpuszczalne (łupki bitumiczne, węgle bitumiczne, niektóre ska- ły asfaltowe)	Produkty rozpuszczalne (ropa, gazy)
depolimeryzacja wskutek wysokiej temperatury.	utlenienie polimeryzacja.
Produkty rozpuszczalne (ropa, gazy).	asfalt, asfaltity, ozokeryt (częściowo rozpuszczalne).

Ten schemat bynajmniej nie przesądza naszego poglądu co do pierwotnego materjału, którym również może być substancja czysto roślinna, która może dawać nietylko humus, lecz w drodze przeistoczenia w warunkach specjalnych produkty gazowe i płynne w różnym stopniu kondensacji cząsteczek węglowodorowych. Stosunek węgli do ropy nie jest wyjaśnionym ostatecznie. W przeciągu ostatnich kilku lat dokonano dużo badań laboratoryjnych i technicznych na większą skalę, aby otrzymać produkty naftowe z węgli kamiennych i brunatnych. W tym celu stosowano cztery metody. Pierwsza metoda extrakcji zapomocą rozczynników (benzol i inne) daje z węgla tylko bardzo nieznaczną ilość znajdujących się w nim ciał fizycznie bliskich do produktów naftowych. Druga metoda zapomocą suchej destylacji przy zmniejszonem ciśnieniu (vacuum destylacja) daje gaz, smołę, smolne wody i koks. Smoły zawierają związki naftenowe w takiej ilości, że ten produkt jest bliski do naftenowej ropy (kaukaska). Trzecia metoda polega na suchej destylacji przy niskiej temperaturze czyli koksowaniu węgla przy temperaturze 450 — 550° (zwykle koksowanie prowadzi się przy temperaturze 1000 — 1200°). Produkty otrzymane są zupełnie inne od produktów zwykłego koksowania i nietylko ilość ich jest podwójną, lecz i jakością zbliżają się bardzo do produktów

naftowych. Otrzymana przytem smoła (T. Teer niemców, czyli Tieftemperaturteer) może być źródłem dla zwykłej rafineryjnej praktyki. Ten T. Teer, albo inaczej Urteer (pierwotna smoła) jest pierwszy płynny destylat otrzymywany z węgli, który przy zwykłem koksowaniu ulega destrukcji, z wydzieleniem sadzy, na wtórną zwykłą smołę, dającą takie produkty jak benzol, toluol, naftalin, antracen, t. j. zwykłe aromatyczne produkty węglowej destylacji smoły. Pierwotna smoła zawiera wszystkie substancje, które były w węglu, więc te same, które otrzymują przez extrakcję i vacuum-destylację, lecz proces jest więcej pełnym. Węgle górno-śląskie dają przeciętnie tej pierwotnej smoły do 10% o barwach mniej więcej jasnych i zapachu naftowym, a nie naftalinowym jak zwykła smoła z koksowych pieców, i o ciężarze gatunkowym 0,95—1,06. Chemicznie ta smoła zawiera do 9% wodoru, więc przedstawia związki węglowodorowe o znacznej ilości tak zwanych phenoli (kwas karbolowy). O ileby w pierwotnej smole tych związków phenolowych nie było, smoła odpowiadałaby chemicznym składem ropie. Przeróbka smoły daje różne benzyny, smary, olej gazowy, parafinę i smołę (Pech).

Czwarta metoda polega na hydratyzacji węgla czyli na przyłączeniu do substancyj węglowych wodoru, przez co otrzymuje się różne węglowodory, jednakowe z produktami naftowemi. Ta metoda w zastosowaniu do pierwotnej smoły może dać najlepsze wyniki, jednak technicznie nie jest ona ustaloną. Techniczne wyniki dała dotychczas metoda trzecia.

Te doświadczenia stwierdzają, że, o ile uważamy węgiel i ropę za produkty odrębnego pierwotnego materjału (celuloza i humus dla węgla, a smoła i tłuszcze dla ropy), to musimy przyznać, że w pewnych wypadkach, np. złoża węgla bitumicznego (kennelski, boghead, bitumiczne brunatne węgle) zawierają w niejednakowej ilości pierwotny mieszany materjał, który pozwala wytworzyć z węgla pewną ilość produktów naftowych. Zupełnie zrozumiałem jest więc, że w wielu złożach węglowych są spotykane wycieki ropne, czyli produkty bliskie do produktów asfaltowych (między innemi na kopalni Jowisch w Dąbrowie; w Zagłębiu Ruhr asfalt spotykany był w żyłach w warstwach stropowych).

Jak ogólne prawo, ropa i gaz znajdują się w pokładach piasku lub piaskowca przewarstwowionych pokładami łupków i glin; rzadziej znajdują się one w szczelinowatych wapieniach lub dolomitach. Najczęściej serja roponośna jest złożoną przeważnie z glin i łupków o znacznej sumarycznej miąższości, zawierających kilka stosunkowo cienkich pokładów piasku lub piaskowca.

Jednem z pierwszych nasuwających się przypuszczeń w stosunku do powstawania złóż ropnych jest, że serja utworów, zawierająca ropne pokłady, musiała zawierać odpowiednią ilość organicznej ma-

terji, jako materji macierzyńskiej (pierwotnej) dla ropy, gazu i bitumów; ropa i gaz, powstałe wskutek tych czy innych procesów z takich macierzyńskich utworów, mogły być zlokalizowane w więcej porowate i odpowiednie do tego skały-zbiorniki (reservoir rock), które leżą pomiędzy warstwami nieprzepuszczalnemi dla ropy i gazu (cap rock). Organiczna materja w skałach macierzyńskich pozostaje czasem w postaci węglowych cząsteczek lub bitumicznej substancji, i w wielu wypadkach najwięcej wydajne ropne pola znajdują się na obszarach rozpowszechnienia utworów obfitych w takie szczątki. Według poglądów innych geologów skały organogenicznego pochodzenia, złożone ze skorupek wodnych organizmów (foraminifery, diatomowe wodorosty), najzupełniej dziś pozbawione śladów węglowodorów, również mogły służyć źródłem dla ropy i gazów, a nietylko takie skały jak węglowe lub bitumiczne łupki, wapienie i niektóre piaskowce.

Jedni geologowie, jak D a v i d W h i t e, przyjmują za macierzyński przeważnie materjał węglowy (carbonaceous), ślady którego starają się odnaleźć w pokładach ropnej serji nawet w postaci najcieńszych szczątków węglowych, nadających ciemne zabarwienie takim skałom jak łupki, wapienie, piaskowce. Wypadki asocjacyj ropnych złóż z pokładami węgla i lignita (Rumunja, Emba w Rosji, Pechelbronn, Sumatra, Birma, Bieludżystan), z pokładami obfitującemi w roślinne szczątki (Trynidad) służą za podstawę dla takiego uogólnienia.

Drudzy geologowie odwrotnie starają się znaleźć inne źródła organicznej materji, jako macierzyńskiej dla ropy i gazu, opierając się na doświadczeniach otrzymania węglowodorów z tłuszczów tak zwierzęcych, jak roślinnych (E n g l e r i inne).

Przeciwko przypuszczeniu, że złoża materjału węglowego były źródłem ropy, można przytoczyć fakt, że nawet w wypadkach asocjacji węgla i ropy często pokłady ich są przedzielone pokładami płonnych piasków. Przeciwko genetycznemu związkowi pomiędzy ropą i takiemi organicznemi utworami jak łupki diatomowe i foraminiferowe można wysunąć zdanie, że takie łupki mogą służyć nietyle źródłem węglowodorów, ile zbiornikiem dla nich.

Inne znowu podkreślają związek ropnych pokładów z warstwami czerwono zabarwionemi (piaskowce, gliny), solą i gipsem (Pechelbronn, Małopolska, Rumunja, często w Mid-Continent w Stanach Zjednoczonych). Jednak właśnie utwory powstałe w warunkach pustynnego klimatu, o ile czerwone warstwy można byłoby uważać za takowe, prędzej mogłyby służyć zbiornikami ropy, a nie źródłem jej.

Znane nam złoża ropne są podporządkowane utworom morskim brzeżnym, lecz zupełnie nie jest wykluczonem, aby złoża ropne nie mogły powstać i pośród utworów słodkowodnych, o ile warunki sedymentacji takich utworów odpowiadałyby warunkom znacznej miąż-

szości, obfitego materjału organicznego i odpowiednim własnościom litologicznym (pokłady-zbiorniki i nieprzepuszczalne).

W wielu wypadkach nie możemy dać stanowczej odpowiedzi co do genetycznego związku pomiędzy niektóremi zjawiskami, na które musimy jednak zwrócić uwagę przy badaniu ropnych złóż.

Jednym z takich wypadków jest właśnie częsta asocjacja ropnych złóż i pokładów rogowcowych, jak w menilitowych łupkach Małopolski, spongolitach (gąbkowych rogowcach) i krzemiennych glinach (opoka) pośród foraminiferowych warstw Kubani, diatomowych łupkach (formacji Tejon i Monterey shale) Kalifornji. Nie możemy również nie zwrócić uwagi na paragenezę bitumicznego materjału i fosfatów. Akumulacja obudwu substancyj jest wynikiem procesów diagenetycznych na materjał organiczny, stopniowo zbierany w osadach na dnie pewnego zbiornika. Proces fosfatyzacji osadu zwykle kończy się z początkiem osadu stropowej warstwy, inaczej nie mogłaby powstać tak zwykła budowa oolitowa fosfatów; proces bituminizacji osadu ciągnie się i po utworzeniu się stropy. Zdawałoby się, że w wypadku akumulacji pewnych ciał, jednocześnie zawierających materjał organiczny i materjał mineralny (fosfat trzech wapienny) ten ostatni materjał musiałby tem bardziej ulec konserwacji po utworzeniu się stropowej warstwy. Obecność w jednym pokładzie materjału bitumicznego i fosfatowego może więc służyć jednym z dowodów pierwotnego na miejscu utworzenia się bitumu. A. B e e b y T h o m s o n[1]) zwrócił uwagę jeszcze w r. 1904, że obecność fosforu w piaskowcach i glinach na obszarze Baku może służyć dowodem pierwotnego pochodzenia samych złóż ropnych. Jednak krytyka H ö f e r a, że fosfor może być wtórnego pochodzenia, zmniejszyła znaczenie tej paragenezy. W r. 1916 w Stanach Zjednoczonych zostało odkryte złoże łupków bitumicznych w Montana w hrabstwie Beaverhead[2]) o zawartości kwasu fosforowego od 2,62% do 15,56%. Czarne oolitowej budowy łupki dają od 7,5 do 24,0 galonów ropy na tonę łupków przy suchej ich destylacji. Zawartość fosfatu jest większą w łupkach oolitowej budowy, niżeli w łupkach nie-oolitowych. Fosfat znajduje się w skale w postaci składnika mineralnego, a nie organicznego, i pozostaje po wyprażeniu łupków w popiole; nieco pośpiesznie autor wnioskuje stąd, że fosfat jest wynikiem metamorfizmu skały. Budowa łupków zmusza odwrotnie do wniosku, że fosfat i bitumy są pierwotnemi składnikami tej osadowej skały.

C a r n o t[3]) również dowiódł, że ze wszystkich węgli właśnie węgle kennelskie zawierają najwięcej kwasu fosforowego. Bitumiczność

---

[1]) A. B e e b y T h o m s o n, The oil-fields of Russia. London, 1904, str. 83.

[2]) B o w e n, Phosphatic oil-shales near Dell and Dillon, Beaverhead County. Montana. U. St. Geol. Survey. Bull. 669 — T, 1918.

[3]) Comp. Rendu, 1899, 154.

wielu fosforytowych skał, wyraźnie pierwotnego pochodzenia, jest zjawiskiem nader rozpowszechnionem (Palestyna, Bordji-Redir w Algierze, Pèrte du Rhône). W Kalifornji zostało stwierdzonem, że ciężka ropa (w Sunset district) zawiera fosfor [1]), zwykle wspólnie ze składnikami azotowemi, co zdaniem niektórych autorów może służyć dowodem organicznego i zwłaszcza zwierzęcego pochodzenia tej ropy.

Przeciwko uogólnieniu takiego wniosku można przytoczyć, że we Floridzie w zatoce Chotawhatchee Bay eksploatują złoże asfaltowego materjału, nazwanego hasemanitem, znajdującego się w pokładach piasku wieku czwartorzędowego; w te piaski obficie infiltrują się ciemne bogate humusem błotne wody; humus zostaje strąconym w tych piaskach w postaci organicznej masy w rodzaju dopplerita, lignita i innych związków. Warstwy asfaltu są otoczone naokoło takim organicznym materjałem i niema wątpliwości, że asfaltowe masy powstały *in situ* w drodze przeistoczenia humusowego materjału, prawdopodobnie pod wpływem słonych wód morza [2]). Mielibyśmy tu wypadek utworzenia bitumicznego materjału nie z węgla czy lignitu, lecz z humusowych kwasów błotnych obszarów około brzegu morza.

---

[1]) Ch. Palmer, Phosphorus in Californian Petroleum. Econ. Geology, 1922, 2.

[2]) J. D. Haseman, The Humic acid origin of Asphalt. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geolog., 1921, 1, str. 75.

ROZDZIAŁ II.

GEOGRAFICZNE I GEOLOGICZNE ROZMIESZCZENIE ZŁÓŻ ROPY.

Będziemy nazywać „roponośną prowincją“ [1]) każdy obszar, w którym nagromadzenia ropy są prawie jednakowemi genetycznie i znajdują się w jednakowych geologicznych warunkach. Największą grupę roponośnych prowincyj stanowią trzeciorzędowe utwory Eurazji, obejmujące wszystkie ważne złoża ropne Starego Świata z wyjątkiem złóż Anglji, Niemiec, północnej i wschodniej Rosji. Złoża Alzacji, Małopolski, Rumunji, Kaukazu, Turcji, Persji, Birmy i wieńca wysp naokoło Azji do Japonji i Sachalinu dają ropę przeważnie z utworów trzeciorzędowych, zwłaszcza oligocenu, miocenu i pliocenu. Ropa jest zlokalizowaną w pokładach mocno zaburzonych, a skały roponośne są przeważnie słabo stwardniałemi. Ropa częściowo jest wysokogatunkową lekką, o parafinowej bazie, jak borysławska, lub częściej więcej ciężka asfaltowa, jak kaukaska. Utwory trzeciorzędowe nie stanowią jakiejkolwiek strefy bez przerwy, częściowo one są zniszczone przez denudację, częściowo te utwory są śladem zagłębi morskich, które nie miały między sobą swobodnego połączenia. Górotwórcza faza tych obszarów odpowiada przeważnie drugiej połowie neogenu. Wszystkie roponośne strefy tych prowincyj są złączone z fałdowaniem wzdłuż systemu fałd alpejskich, lecz nie są one położone na miejscu geosynklin, lecz wzdłuż ich krańców i brzegów starszych lądów.

Do grupy tychże prowincyj trzeciorzędowych muszą być zaliczone i ropne pola Egiptu, na obu stronach zatoki Sueskiej i brzegu morza Czerwonego. W Północnej Ameryce należą do tej grupy pola asfaltowej ropy na brzegach oceanu Spokojnego, Meksyku i przybrzeżnej równiny (Gulf coast) Texasu i Louisiany. Również do grupy tej należą pola Trynidadu i sąsiednich części południowej Ameryki.

---

[1]) Woodruff, Petroliferous Provinces. A. I. Min. Eng. Bull. 150, 1919. — De Launay. Traité de Metalogénie, I, 1913.

Inną grupę prowincyj stanowią pola wschodnich Stanów Zjednoczonych i Kanady, jak pola Apalachskie, Lima-Indjana, Mid-Continent. Roponośnemi są tu utwory paleozoiczne, znacznie zbite, lecz nie zmetamorfizowane. Ropa jest przeważnie typu wysokogatunkowego, parafinowego lub mieszanego.

W starym świecie do tego typu prowincji odnosimy złoża ropne północno-wschodniej Rosji (Timan czyli Uchtinskie), zagłębia łupków bitumicznych około Bałtyku (Estlandja) i Szkocji, a nadto obszar bitumicznych utworów na Wołdze.

Te paleozoiczne prowincje są położone naokoło peryferji prastarych garbów Kanadyjskiego (Laurentja) i Bałtyckiego i są złączone z powstawaniem osadów następnie pofałdowanych w odrębne systemy, które albo zostały skamieniałe, nie ulegając dalszym zanurzeniom i pofałdowaniu (jak Apalachy i Timan), albo uległy następnym zanurzeniom i rozwinięciu na ich miejscu nowych (posthumnych) potomnych fałd (jak poczęści system hercyński, Ural, a zwłaszcza system alpejskich fałd).

Do takich utworów złączonych z nowszemi nieco wahaniami poziomu morza należą złoża ropne w Hanowerze i Peine (Brunszwig) na północno-zachodnim krańcu Harzu, pośród utworów cechsztynu, triasu, jury i kredy, łupki bitumiczne Mansfeldu na Harzu i Autun we Francji czasokresu permskiego. Więcej poważne złoża ropne naokoło przedłużenia łańcucha Ural (zagłębie Emby i inne), podporządkowane utworom jurajskim, należą do tejże klasy złóż, rozwiniętych prawdopodobnie wzdłuż wypiętrzeń hercyńskich, które stopniowo ulegały rozczłonkowaniu. W Północnej Ameryce do odrębnej grupy złóż należą złoża w Wyoming, Montana, Utah, Colorado dostarczające ropę z pokładów przeważnie kredowych. Ta grupa jest położona na stokach łańcucha Rocky Mountains, który genetycznie pokrewny Apalachom różni się od tego systemu dłuższym czasokresem górotwórczych procesów.

Serje pokładów, zawierające ropne poziomy, należą zwykle do morskich faciesów płytkowodnych, brzeżnych, czasem o cechach lagunowych, lecz w żadnym wypadku nie są te pokłady utworami głębokiego morza i zawsze należą do serji albo transgresywnej, albo regresywnej, świadcząc o związku ich z fazami wahania się granicy pomiędzy lądem i morzem. Ten stosunek seryj ropnych pokładów do warunków sedymentacji odpowiada położeniu ropnych obszarów wzdłuż pewnych kierunków wypiętrzenia się i fałdowania podczas pewnych czasokresów (fałdy kaledońskie, hercyńskie, alpejskie i inne).

Praktyka kopalnictwa naftowego oddawna już uwidoczniła, że ropa, gaz i asfalt, znajdujące się w pewnych pokładach, nie są rozmieszczone w nich jednostajnie, lecz zostają zlokalizowane na poszczególnych uczątkach, które są przedzielone płonnemi partjami

tychże warstw. W Stanach Zjednoczonych takie produktywne uczątski mają nazwę „pool“ (staw) (po rosyjsku - płoszczadi, czyli plac); grupy takich uczątsków, znajdujących się w jednakowych geologicznych warunkach, stanowią „pole“ (field) naftowe. Grupa pól określa „zagłębie“ czyli „obszar“ (district). W każdej „prowincji“ ropnej może być jeden lub kilka obszarów naftowych.

Pole naftowe określa granice złoża naftowego, jak jednostki stratygraficznej i tektonicznej. W każdem złożu ropnem, obejmującem jeden lub kilka ropnych poziomów, zwykle znajdują się również poziomy, czy strefy wodne, które mogą być tak wyżej jak i niżej ropy lub pomiędzy poszczególnemi ropnemi poziomami. W stosunku do każdego ropnego poziomu wodne mogą być górnemi czy dolnemi (top i bottom według terminologji amerykańskiej). Woda może znajdować się i w samym ropnym pokładzie, zajmując miejsce zwykle niżej ropy w kierunku upadu warstw; taką wodę nazywają pokładową (edge water). Woda jest głównym wrogiem eksploatacji złoża ropnego i dalej my zastanowimy się na wzajemnych stosunkach wody i ropy więcej szczegółowo.

Dla należytego zrozumienia poszczególnych pól naftowych, musimy przypomnieć, że nietylko do topografji miejscowości używają zobrazowania jej zapomocą warstwic, lecz również i do zobrazowania podziemnej powierzchni pola naftowego. Do tego celu wybiera się jeden z przewodnich poziomów (key bed) pionowego stratygraficznego przekroju, znany nam z badań geologicznych na powierzchni lub w przekrojach szybowych. W jednym i drugim wypadku należy ustalić dokładnie położenie jak największej ilości punktów tego pokładu w stosunku do poziomu morza. Zobrazowanie podziemnej powierzchni wybranego pokładu zapomocą warstwic daje pokładową mapę, czyli mapę budowy (structure contours). Znając pionową odległość ropnego poziomu nad lub pod przewodnim pokładem można w każdym dowolnym punkcie topograficznej powierzchni, dobrze skartowanej, określić głębokość przypuszczalnego ropnego poziomu, więc również dać mapę tego poziomu. Trudność polega czasem na tem, że odległość między pokładami nie pozostaje stałą, pokłady w pewnym kierunku schodzą się (convergencja pokładów), co zmusza do uwzględnienia odpowiednich poprawek [1]). Pokładowe mapy ropnego poziomu służą najlepszym środkiem dla poznania podziemnej budowy złoża i stosunków produktywnych uczątsków do takiej budowy.

Mapa geologiczna powierzchni, mapa podziemnej budowy według odpowiednio wybranego pokładu i przekroje poprzeczne i po-

[1]) Metody kartowania przyjęte w Stanach Zjednoczonych można znaleźć w pracy G r i s w o l d a i M u n n a w U. S. Geol. Survey, Bull. 318, 1907.

dłużne dają pełne zobrazowanie złoża ropnego. Dla głównych pól naftowych w Stanach Zjednoczonych, również dla pól naftowych Bakińskiego obszaru, Groznego i Emby mapy podziemnej budowy zostały wykonane.

PÓŁNOCNA AMERYKA.

PROWINCJE PALEOZOICZNE.

Płaskowzgórze Apalachskie (Appalachian Plateau) i wewnętrzne wysokie równiny pomiędzy niem i łańcuchem Rocky Mountains (rys. 1 i 2) obejmują największe ropne pola Stanów Zjednoczonych.



Rys. 1. Fizjograficzne prowincje Stanów Zjednoczonych.

Płaskowzgórze Appalachian jest geosynkliną położoną równolegle do łańcucha Appalachian i obejmuje znaczną ilość fałdów równoległych między sobą a tym łańcuchem górskim. Pokłady podnoszą się łagodnie w kierunku do geantykliny Cincinati, obejmującej również kilka wypiętrzeń drugiego porządku, jak w Kentucky, Ohio, Indiana i Tennessee (Nashville arch). Na zachód od wypiętrzenia Cincinati pokłady zagłębiają się w kierunku Illinois, tworząc wielkie węglowe zagłębie Illinois, Indiana i zachodniego Kentucky. Garby Ozark Plateau i Ouachita Mountains stanowią wzniesienia, około których są rozmieszczone obszary naftowe średniego kontynentu (Mid-Continent). Góry Ouachita mogą być przedłużeniem łańcucha Appalachian.

Pola naftowe Apalachów [1]).

Pola ropne i gazowe Apalachów obejmują części stanów New York, Pennsylvania, West Virginia, południowo-wschodnią część Ohio, Kentucky, Tennessee i północną Alabama. Pola te należą do najwięcej uprzemysłowionych w swoim czasie, lecz obecnie produkcja waha się około 25.000.000 baryłek [2]) rocznie. Objawów ropnych na powierzchni nie było dużo (Oil Springs w West Virginia, żyły grahamita w West Virginia). Ropa na wyciekach oddawna była zbieraną przez Indjan i pierwszych osadników.



Rys. 2. Ropne obszary Stanów Zjednoczonych.

Szerokość geosynkliny pól naftowych Apalachskich jest większa od szerokości zagłębia węglowych pól Appalachian. Niektóre z najwięcej wydajnych pól na wschodzie znajdują się pod zagłębiem węglowem.

Pokłady ropne i gazowe są podporządkowane utworom kambryjskim, ordowicyjskim (dolny sylur), sylurskim, dewońskim i węglowym. Zbiornikami ropnemi są przeważnie piaskowce, rzadziej kon-

---

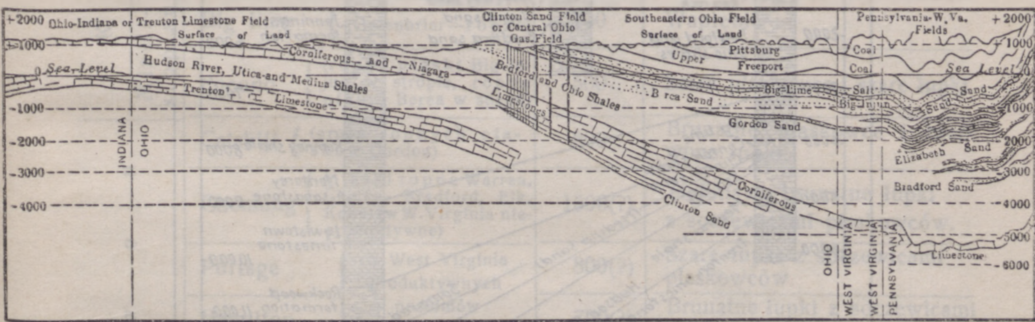
[1]) Clapp, Outline of the Geol. of Natural Gas in the Un. States. Econ. Geol., vol. 8, 1913.

Fuller, Appalachian Oil Fields Geol. Soc. America. Bull. vol. 27, 1917.

[2]) Baryłka zawiera 42 gallony, czyli 160 litrów, lub 7,86 puda. Dla przeprowadzenia liczby baryłek na tonny metryczne należy podzielić na 7, 5.

glomeraty, wyjątkowo wapienie (Big lime czyli Greenbrier limestone) w West Virginia. Paleozoiczne utwory tej prowincji są to przeważnie łupki, piaskowce i wapienie. Pokłady nie utrzymują stałego charakteru na większych przestrzeniach, lecz serje ich zawierają pewne przewodnie pokłady (Key rocks), pozwalające na identyfikację przekrojów. Jednym z takich poziomów jest pokład węgla Pittsburgh coal, który razem z innemi pod nim się znajdującemi służy do wykreślenia podziemnej budowy. Główne ropne poziomy (Big Injun, Gordon, Elizabeth, Bardford) leżą niżej od wapieni Big lime.

W Stanach New York, Pennsylvania i West Virginia szerokość geosynkliny (Syclinorjum) wynosi do 200 mil w północno-wschodniej części i zwęża się do 50 mil w południowo-zachodniej. Wtórne siodła tracą swoją intensywność w kierunku od wschodu ku zachodowi. Rozróżniają tu kilka głównych siodeł. Upad warstw zwykle jest bardzo łagodnym, często nie przekraczającym 3°. Oddawna już był tu

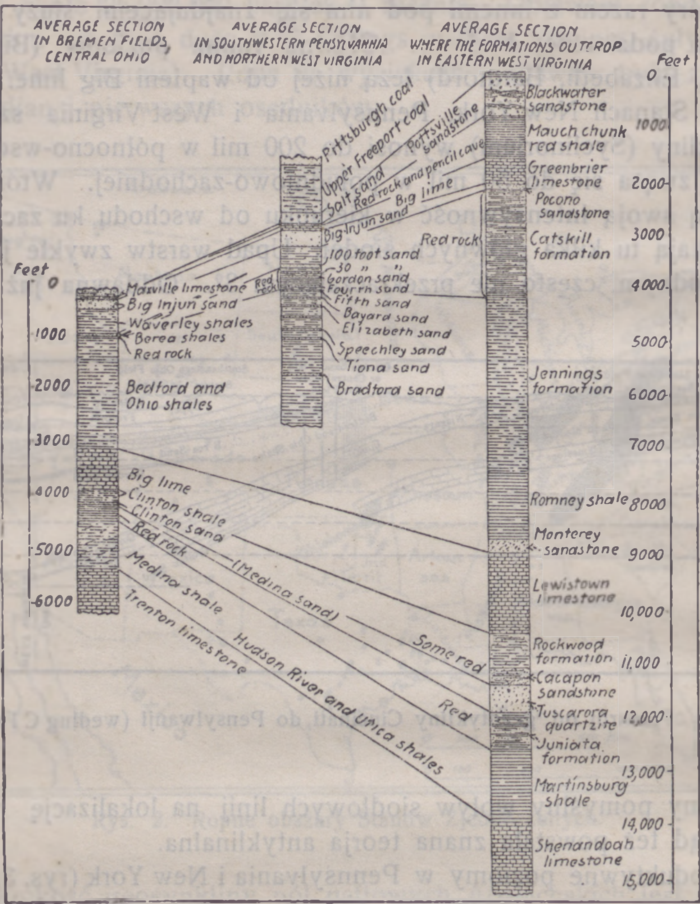


Rys. 3. Przekrój od geantykliny Cincinati do Pensylwanji (według C l a p p).

zauważony pomyślny wpływ siodłowych linij na lokalizację ropnych złóż, skąd też powstała znana teorja antyklinalna.

Produktywne poziomy w Pennsylvania i New York (rys. 3, 4 i 7) są w stropie serji Conemaugh (górny oddział węglowej systemy pennsylvanian) na głębokości 200 stóp pod węglem Pittsburgh; w serji Pocono pod wapieniem Big lime (dolny oddział węglowy—mississippian) leżą piaski Big Injun, Squaw, Papoose, Butler, Berea, Gantz, Fifty-foot i Hundred-foot, w serji Catskill i Chemung (górny oddział dewonu) piaski Elizabeth, Warren, Bradford, Kane i inne. Najwięcej produktywnym poziomem są piaski Bradford i Kane na głębokości 3480—3770 stóp pod poziomem węgla Pittsburgh. Główne gazowe poziomy w New York znajdują się w dolnym dewonie (Corniferous limestone), w sylurze (Guelph i Niagara wapienie i piaskowce Clinton i Medina), w ordowician (wapienie Trenton i łupki Lorraine) i w kambrjum (piaskowce potsdamskie). Prawdopodobnie,

że te same stratygraficzne poziomy zawierają gazy w Pennsylvania i West Virginia, gdzie leżą one jednak na bardzo znacznej głębokości. W Pennsylvania na głębokości 6260 stóp były spotkane w piaskowcu dolnego dewonu (Oriskany) słone wody. Niedawno były zakończone tu dwa najgłębsze w świecie szyby. Ostatni z nich



Rys. 4. Zestawienie geologicznych przekrojów pól ropnych w środkowym Ohio, południowo-zachodniej Pennsylvania i północno-zachodniej West Virginia z przekrojem według naturalnych odsłonięć w wschodniej części West Virginia (według Clapp).

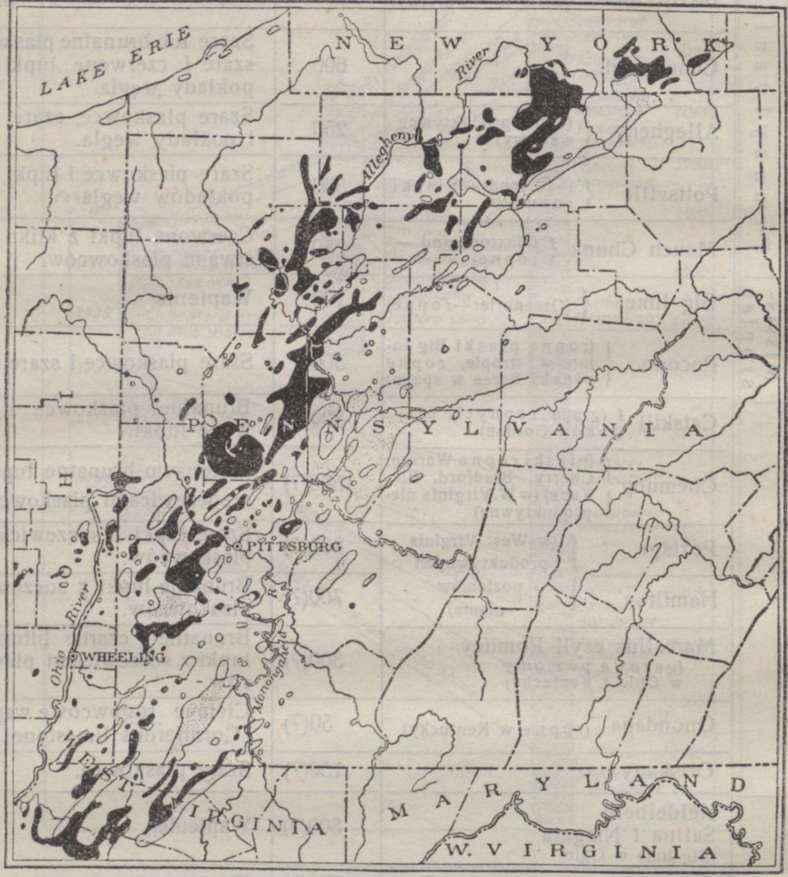
w Fairmont w West Virginia, osiągnął głębokości 7579 stóp czyli 2311 m (początkowa średnica 330 mm). Ujemne wyniki tych szybów nie pozwalają uważać, według opinji geologów, za bezcelowe dalsze głębokie wiercenie [1]). Wszystkich ropnych poziomów niżej

[1]) Johnson a. Huntley, A Resumé of the Pennsylvania-N. York Oil-Field. Amer. Inst. Min. a. Metal. Eng 1920, 158.

Porównawczy przekrój pionowy ropnych pól West Virginia i innych w prowincji Apalachskiej.

SYSTEMY		SERJE	MIĄŻSZOŚĆ (w stopach)	SKŁAD LITOLOGICZNY
Per-mo-kar-bon		Dunkard	1150	Pstre łupki i szare piaskowce z cienkiemi pokładami węgla.
Karbon	Pennsylvanian	Monongahela (węgiel Pittsbourgh w spągu) (górne produkt. warstwy)	400	Szare piaskowce, szare łupki, wapienie i pokłady węgla.
		Conemaugh	600	Szare lub brunatne piaskowce, szare i czerwone łupki oraz pokłady węgla.
		Allegheny (dolne produktywne warstwy)	250	Szare piaskowce, szare łupki i pokłady węgla.
		Pottsville (Salt sands— piaski ropne)	300	Szare piaskowce i łupki, kilka pokładów węgla.
		Mauch Chunk (Maxton sand — ropne)	250	Czerwone łupki z kilku warstwami piaskowców.
	Missis-sippian	Big lime (Greenbrier—ropne)	100	Wapienie.
		Pocono (ropne piaski Big Injun w stropie, ropne piaski Berea w spągu)	500	Szare piaskowce i szare łupki.
Dewon		Catskill (grupa ropnych piasków Gordon)	800	Brunatne piaskowce i czerwone łupki.
		Chemung (piaski ropne Warren, Cherry, Bradford, Elk, Kane) (w W. Virginia nieproduktywne)	1500(?)	Zielonawo-brunatne łupki z soczewicami piaskowców.
		Portage (w West Virginia produktywnych poziomów niema)	800(?)	Szare łupki z soczewicami piaskowców.
		Hamilton	700(?)	Brunatne łupki z soczewicami piaskowców.
		Marcellus czyli Romney (gazowe poziomy w Ohio i Kentucky)	300(?)	Brunatne i czarne bitumiczne łupki z soczewicami piaskowców.
		Onondaga (ropne w Kentucky)	50(?)	Ciemne rogowcowe wapienie (Corniferous limestone).
		Oriskany	150(?)	Szare piaskowce.
Sylur		Heldelberg Salina i Niagara (Big lime w Ohio)	800(?)	Wapienie.
		Clinton	200(?)	Pstre łupki.
		Medina białe piaskowce (piaski ropne Clinton w poł. Ohio)	50	Białe piaskowce.
		Medina łupki	500(?)	Czerwone łupki z cienkiemi wkładami piaskowców.
Ordowician		Cincinnati łupki (ropne piaski Hudson w Kentucky)	500(?)	Szare łupki z soczewicami piaskowców.
		Utica	300(?)	Czarne łupki z soczewicami piaskowców.
		Trenton (ropne i gazowe poziomy w północn. Ohio.	1200(?)	Wapienie.
Kambr		Potsdamskie piaskowce		Piaskowce, konglomeraty.

węgla Pittsburgh liczą 36, jednak w różnych grupach pól naftowych, głównemi są tylko kilka poziomów. Miąższość ropnych poziomów waha się od 10 do 100 metrów. Ropne skały, które tu nazywają piaskami (sand), są piaskowcami z luźnych grubych ziaren o barwach białej, żółtej i zielonawej. Piaskowce często są nieprawidłowo przewarstwowione łupkami, często zmieniają się w konglomeraty z płaskich kwarcowych otoczaków. Złoża ropy i gazu nie są



Rys. 5. Pola ropne (czarne) i gazowe (kropkowane) północnej części obszaru Apalachów (według M u n n).

rozmieszczone na każdym poziomie równomiernie, lecz tworzą w nich odrębne partje (oil and gas pools), rozdzielone między sobą partjami czyli ucząstkami płonnemi. Ropne piaskowce mają czasem budowę nieprawidłową, przypominającą utwory potoków, które wahały się w swoich kierunkach i sile, co jeszcze więcej utrudnia identyfikację ropnych poziomów na różnych polach (rys. 4 i tab. na str. 37).

Często ropa i gaz znajdują się pośród piaskowców w tych partjach ich, które mają więcej grube ziarno (in pockets). W serjach po-

kładów nasyconych wodą, jak to zwykle w pokładach systemu węglowego, ropa znajduje się tylko w najwyższych częściach siodeł wzdłuż osi antyklin, na zgięciach monoklinalnych (tarasy), na wypiętrzeniach o typie kopuły. Na poziomach głębszych w dewonie pokłady nie są nasycone wodą, często zupełnie suche i ropa znajduje się często niżej na skrzydłach synklinalnych fałdów [1]).

W Pennsylvania pogłębiono od roku 1859 (pierwszy szyb w Oil Crek około Titusville, Pa założony przez pułkownika Edwina L. Drake) więcej jak 75.000 szybów, z których jedna trzecia część była nieproduktywną. W West Virginia przemysł rozpoczął się od roku 1889, pogłębiono tutaj około 15.000 szybów. Produkcja gazoliny z każdym rokiem wzrasta. W roku 1917 w West Virginia wyprodukowano 32.668.647 gallonów a w Pennsylvania 13.825.250 gallonów.

Na mapach rozmieszczenia pól produktywnych (rys. 5) ostro uwidacznia się, że pola tylko gazowe leżą na wschód od ropnych bliżej do łańcucha Appalachian; według zdania geologów D a w i d a White'a, Fullera i Gardnera zaznacza się w takiem rozmieszczeniu pól naftowych i gazowych pewien stosunek od stopnia metamorfizacji znajdujących się tu pokładów węgla. O ile stopień karbonizacji węgla przeszedł 65—70% twardego węgla (fixed carbon), w tych miejscowościach nie może być złóż ropy i gazu; przy stopniu metamorfizacji węgla w 60—65% twardego węgla można liczyć na gazy, ale nie na ropę. Złoża ropne i gazowe znajdują się na obszarach, gdzie stopień karbonizacji węgla wyraża się odsetkami 55—60%. W zachodniej części węglowego zagłębia Appalachian proporcja karbonizacji jest niższą i złóż ropy i gazu niema.

Stopień karbonizacji (carbon-ratio) określa się, jako odsetek twardego węgla (fixed-carbon, czyli koks bez popiołu) w czystym węglu; więc nie jest to ilość twardego węgla według zwykłej technicznej analizy, która uwzględnia jednocześnie zawartość wody i popiołu, lecz odsetek od ilości twardego węgla po wyeliminowaniu wody i popiołu. Ten odsetek otrzymujemy przez dzielenie liczby twardego węgla według technicznej analizy na sumę tej liczby i lotnej materji według tejże analizy. Linjami i z o w o l w n e m i (isovol) nazwano linje, łączące punkty, w których węgiel ma jednakowe odsetki stopnia karbonizacji. W Stanach Zjednoczonych jest przyjęto dzielić gatunki węgla również na podstawie tak zwanego „fuel ratio", czyli „stopnia materji palnej" w węglu, który otrzymują przez dzielenie ilości twardego węgla na ilość lotnej materji. Węgle bitumiczne mają „fuel ratio" poniżej 4, nawpół bitumiczne węgli — pomiędzy 4 a 6, nawpół an-

[1]) G r i s w o l d a. M u n n, Geology of Oil a. Gas Fields in Steubenville, Burgettstown a. Claysville Quadrangles, Ohio, West Virginia a. Pennsylvania. U. S. Geol. Surv., Bull. 318, 1907.

tracyty — pomiędzy 6 a 10 i antracyty — wyżej 10. Węgiel mający fuel-ratio 2,0, ma carbon-ratio — 66%; przy fuel ratio 3,0, stopień karbonizacji jest 75%. Zostało stwierdzonem, że w Stanach Zjednoczonych niema produktywnych pól naftowych tam, gdzie węgle w tejże serji pokładów lub w serji pokrywającej (lecz nie w serji głębszej i pokrytej serją naftową niezgodnie) mają stosunek fuel-ratio wyższy od 2,3. Stopniowe zwolnienie lotnych składników, wskutek którego nastąpiło przeistoczenie węglowego materjału od stanu torfu do brunatnego węgla, bitumicznego i t. d. do antracytu i grafitu, służy dokładnym wskaźnikiem regionalnego metamorfizmu, któremu uległy pewne serje skał na odpowiednich obszarach.

Nie należy rozumieć tego stosunku jako powstawanie gazów i ropy z pokładów organicznej materji, przetworzonych w węgiel. Nie pokłady węgla w zagłębiu Apalachskim dały ropę i gaz, lecz ich wspólne zaleganie w geosynklinie pozwala ustalić tylko stosunek karbonizacji do rozpowszechnienia złóż ropnych i gazowych. Materjałem dla tychże posłużyły organiczne substancje, zawarte w serji ropnych pokładów. O stopniu ich karbonizacji możemy sądzić po stopniu karbonizacji węglowych pokładów na temże terytorjum, jak właśnie w prowincjach Apalachskich, Texas i innych, a nawet po stopniu karbonizacji łupków bogatych w organiczną materję. Określenie stopnia karbonizacji w zwykłych łupkach i innych skałach, zawierających minimalne ilości organicznego materjału, nie jest jeszcze dokładnem i metody takiego określenia są obecnie w toku doświadczalnych prac. Amerykańscy geologowie[1]) twierdzą, że w razie dodatnich wyników tych badań, możemy otrzymać metodę praktycznie ważną dla kierowania pionierskiem wierceniem na terytorjach dziewiczych w stosunku do ropy i gazów. Oczywista rzecz, że określenie stopnia karbonizacji może być wyzyskane tylko w tym wypadku, gdy warstwy ropne i węglowe ulegały jednoczasowej metamorfizacji, jak to miało miejsce w prowincjach Appalachian i Mid-Continent. Niezgodne zaleganie między serją naftową i węglową, a więc i różny stopień ich metamorfizacji, nie pozwala na zastosowanie tej metody, o której wobec jej aktualności robię tylko wzmiankę.

W wschodnim O h i o, które należy do prowincji Apalachskiej, dotychczas są trzy grupy pól ropnych i gazowych na zachód od Pennsylvania i West Virginia w utworach węglowych. Tysiące szybów było przewiercone, lecz produkcja maksymalna w roku 1903 wyniosła zaledwie 5.586.433 baryłek. Większe znaczenie otrzymał tu gaz na poziomie Clintońskich piaskowców syluru. W roku 1912 wydajność gazu wynosiła 56 miljardów stóp kubicznych. Miąższość tego poziomu zwykła

[1]) D a v i d W h i t e, Genetic problems affecting Search for new oil regions. Mining and Metallurgy, 1920, Nr. 158.

od 10 do 40 stóp. Ciśnienie gazowe bardzo znaczne i wzrasta z głębokością tego poziomu od 700 do 1050 funtów na cal kwadratowy. Życie gazowych szybów jest długie, jednak wiercenie jest utrudnione przez poziom słodkiej wody w Big lime (wapieni Niagara), prawie w stropie gazowego poziomu.

W Stanach Kentucky i Tennessee[1]) ropne obszary należą do wschodniego skrzydła antykliny Cincinati. Produktywne poziomy w Kentucky należą do dewonu i głębszych utworów. Można powiedzieć, że każdy porowaty wapień może zostać ropnym zbiornikiem jednak bardzo słabym. W Tennessee ropne i gazowe poziomy są w wapieniach ordowician niżej łupków Chattanooga (dewon). W roku 1919 i 1920 wydajność w Kentucky znacznie podniosła się, do 9 miljonów baryłek.

Twarde bitumy. W West Virginia w Ritchie County jest znaną żyła grahamita w szczelinie długości do 3000 stóp i miąższości do 5 stóp. Szczelina ma kierunek poprzeczny do osi antykliny, na której są produktywne ropne poziomy; z nich piaski Cairo i Big Injun (na głębokości 1530 i 1652 stóp) dały prawdopodobnie przypływ ropy w szczelinę. Według takiego zdania grahamit powstał z ropy. Według innego zdania żyła musiała być wciśniętą w szczelinę w stanie już plastycznej masy głębiej powstałej. Około Cairo w tymże hrabstwie są znane również niewielkie żyły ozokerytu. W Kentucky są w odbudowie piaskowce dolnego karbonu impregnowane bitumem, które zajmują znaczne przestrzenie na obydwu stronach wzdęcia Cincinati; bezpośredniego związku z polami naftowemi one nie mają.

Pola Lima - Indiana czyli Trentońskie.

Ropne i gazowe pola w wapieniach Trenton zajmują znaczną przestrzeń od jeziora Erie w stanie Ohio do stanu Indiana. W stanie Ohio wykonano na tych polach do 30.000 szybów a w stanie Indiana jeszcze więcej. Największa produkcja była w roku 1896 w Ohio (25 miljonów baryłek) i w roku 1904 w Indiana (11 miljonów baryłek). W roku 1917 produkcja całego obszaru Trentońskich wapieni wynosiła 3.670.203 baryłek.

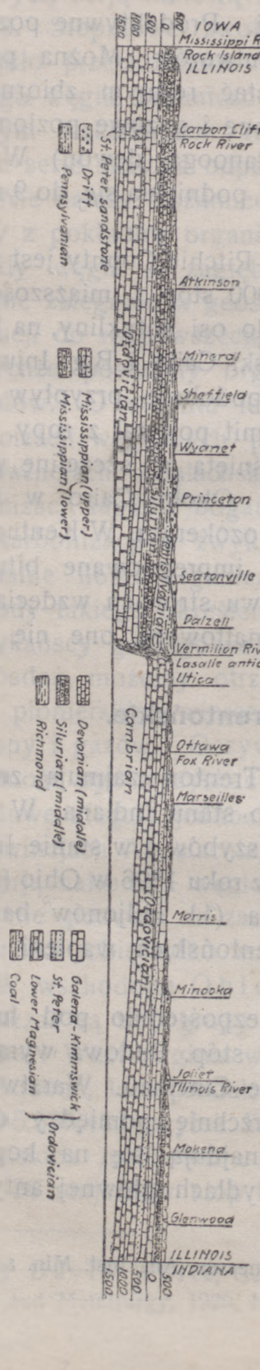
Wapienie Trenton (ordovician) leżą bezpośrednio pod łupkami Utica na głębokościach około 1000 — 1500 stóp. Budowa wyraża się w całej serji łagodnych fałd na geantyklinie Cincinati. Warstwy dolnego dewonu i sylnru wychodzą na powierzchnię pomiędzy dwoma strefami utworów karbonu. Pola naftowe znajdują się na kopułach, zgięciach monoklinalnych (tarasy) i na skrzydłach głównej antykliny.

---

[1]) Glenn, Oil Fields of Kentucky a. Tennessee. Am. Inst. Min. a. Metall. Eng. 1920, 157.

Szyby dają przekroje dolnego dewonu, górnego syluru (wapienie Niagara i łupki Clintona), dolnego syluru (łupki Medina), górnego ordovician (łupki Utika nie przepuszczające wody) i pod niemi wapienie Trentona. Na 50 stopach pod stropą wapieni znajduje się produktywna partja (pay rock); jest jeszcze druga i trzecia partja o wydajności jednak bardzo słabej, a jeszcze niżej wapienie zawierają słoną wodę. Wyżej ropy zwykle w wapieniach Trentona spotykane są gazy. Wapienie ropne są szczelinowate i porowate, prawdopodobnie wskutek ich dolomityzacji. Wapienie są bogatsze w ropę w miarę ich większej dolomityzacji. Naokoło pól gazowych i ropnych woda typu wody pokładowej (edge) znajduje się na jednakowych głębokościach po obu stronach fałdu.

Ropa Lima-Indiana cechuje się znaczną zawartością siarki, lecz jest parafinowej bazy.



Rys. 6. Przekrój przez północną część stanu Illinois, poza obrębem pól ropnych, dla pokazania antykliny la Salle (drift — diluwium; pokazane pododdziały karbonu, dewonu, syluru i ordowician = upper — górny, middle — średni, lower — dolny).

Illinois.

Pola naftowe i gazowe są położone przeważnie w południowo-wschodniej części stanu [1]). Przemysł rozwinął się po roku 1905, a największa wydajność 33 miljony baryłek przypadła na rok 1908, następnie rozpoczął się upadek produkcji i w roku 1920 wydajność wynosiła 10.772.000 baryłek. Przestrzeń pól naftowych określona jest na 230 kwadratowych mil. Ropa jest ciężką, parafinowego typu. Ropa z piaskowców jest o ciężarze gat. 0,887, a z wapienia o 0,873.

Główne ropne poziomy są w karbonie (serjach mississippian i pennsylvanian). Na głównych polach liczą do sześciu i więcej poziomów „piasków". Miąższość ich dosięga do 100 stóp,

[1]) Blatchley, The Structural Relations of the Oil-Fields of Crawford a. Lawrence Counties, Illinois. Econ. Geol., 1912, № 6.

jednak produktywnemi (pay) są zwykle partje o miąższoścj około 7 stóp, a wyjątkowo w niewielu miejscowościach od 25 do 40 stóp. Ropnemi pokładami są piaskowce z wyjątkiem tak zwanego Mc Closky sand w dolnym karbonie, który jest oolitowym wapieniem. „Piaski“ górnego karbonu (pennsylvanian) są bardzo nieprawidłowemi i trudnemi do utożsamienia i do połączenia pomiędzy sobą.

Pokłady na przestrzeni stanu są ułożone w postaci łyżki, której najgłębsze partje leżą w południowo-wschodniej części. Pola naftowe leżą wzdłuż asymetrycznej antykliny La Salle (rys. 6), która ogranicza zagłębie ze strony północno-wschodniej. Zagłębie Illinois jest jednocześnie wielkiem węglowem zagłębiem, a pod pokładami węgla były napotkane niewielkie złoża naftowe w zachodniej części stanu.

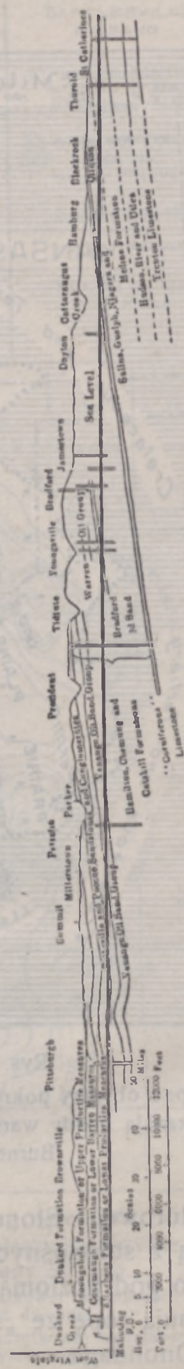
* * *

Na przestrzeni wymienionych stanów widzieliśmy dwie strefy naftowe o kierunku NE—SW, równolegle do fałdów łańcucha Appalachian, położone na wschód i na zachód od jeziora Erie. Strefy wschodnie Appalachian i zachodnia Cincinati są rozdzielone pasem szerokim do 250 km, w którym są znane tylko słabe ślady ropy. Obydwie strefy przechodzą także na terytorjum Kanady.

Kanada [1]).

Najwięcej wydajnemi są pola w stanie Ontario (Lambton, Tilburg, Petrolia) na przedłużeniu geantykliny Cincinati, na przestrzeni między jeziorami Huron i Erie. Ropne poziomy należą do dewonu (Corniferous limestone). Główne pola znajdują się na szczytach wyraźnych kopuł, rzadziej na zgięciach w postaci taras (rys. 7).

Ponieważ utwory syluru dają gaz (Clinton w Ohio) i ropę (Trenton w Ohio i Indiana) nie jest wykluczonem, że pod dewonem mogą być

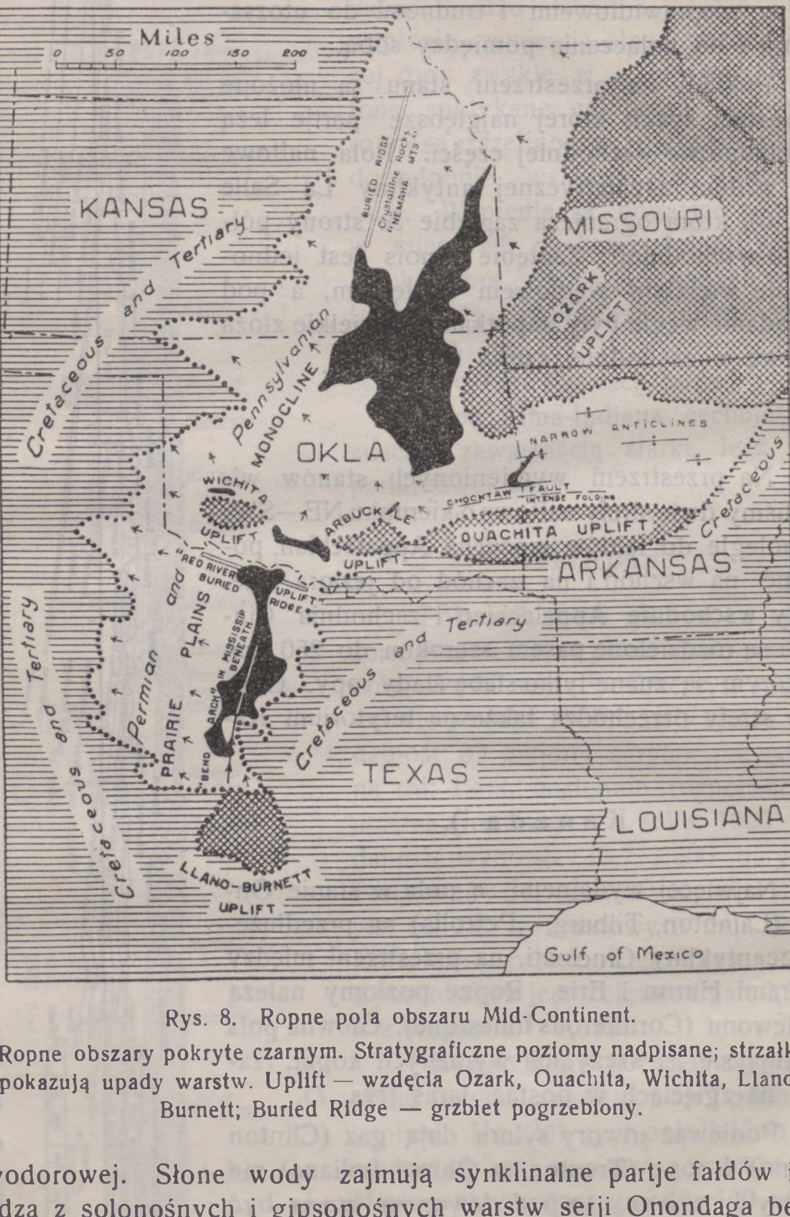


Rys. 7. Przekrój przez wschodnią część Ontario i Pennsylvania w kierunku na południe (wedł. C l a p p). Główne serje patrz objaśnienie do rys. 4. i tab. str. 37.

[1]) Petroleum a. Natural Gas Resources of Canada. Canada Dept. Mines. Mines Branch, № 291, 1914.

ropne i gazowe pokłady również i w Kanadzie. Wiercenie do 3770 stóp w Petrolia dodatnich wyników jednak nie dało.

Szyby mają ropę na głębokościach niewielkich 264,351 i 462 stóp, wydajność szybów niewielka, przy znacznej ilości wody słonej i siar-



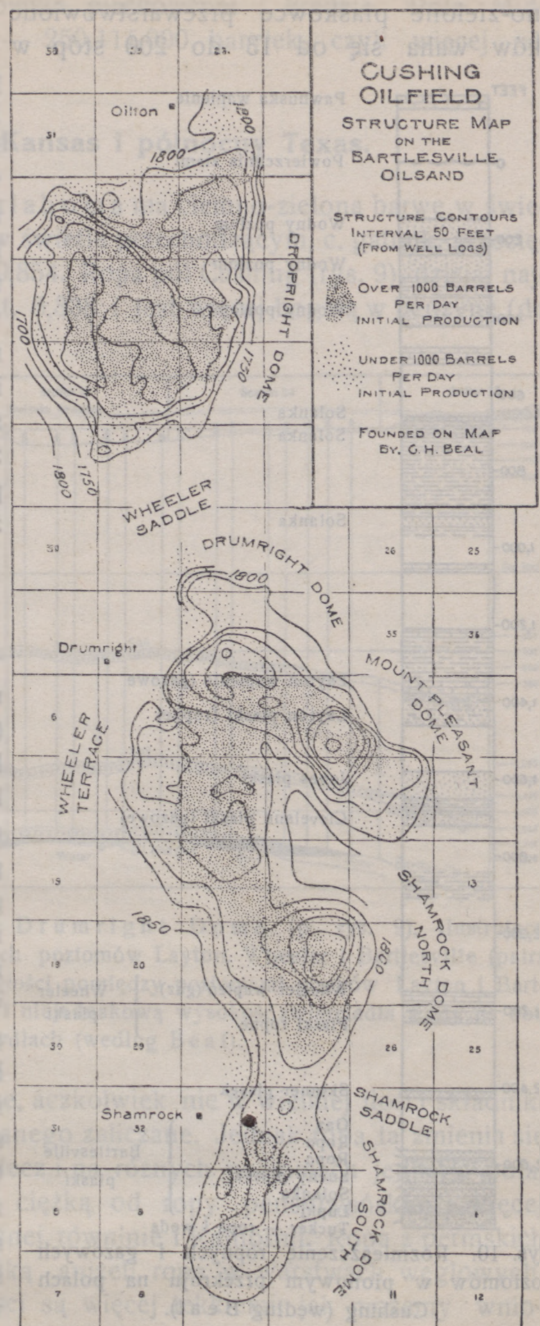
Rys. 8. Ropne pola obszaru Mid-Continent.

Ropne obszary pokryte czarnym. Stratygraficzne poziomy nadpisane; strzałki pokazują upady warstw. Uplift — wzdęcia Ozark, Ouachita, Wichita, Llano-Burnett; Buried Ridge — grzbiet pogrzebiony.

kowodorowej. Słone wody zajmują synklinalne partje fałdów i pochodzą z solonośnych i gipsonośnych warstw serji Onondaga bezpośrednio pod poziomami ropnemi tejże serji. Niektóre samopłynne szyby otrzymują ropę ze „szczelin" w spągu wapieni Delaware, leżących na serji Onondaga.

Ropa jest wysokiego gatunku 0,840—0,870 ze znaczną zawartością siarki (do 2,5%). Cała produkcja Kanady wynosi obecnie około 2.000.000 baryłek. Eksploatacja gazu z poziomu Clinton dokonywa się około wodospadu Niagara na przedłużeniu strefy Pensylwanji.

Z a c h o d n i a K a n a d a. Wielkie przestrzenie zachodnej Kanady na wschód od Rocky Mountains geologicznie są podobne do sąsiednich stanów Montana, Dakota i Wyoming i są pokryte przeważnie utworami kredowemi ze znaczną ilością przejawów ropy, należy więc ten obszar do wielkiej prowincji Skalistych Gór. Na tem miejscu zaznaczymy tylko rozpowszechnienie wzdłuż rzeki Athabasca na przestrzeni do 2,000 mil kwadratowych znacznych pokładów asfaltowego piasku (tar-sand). Piaski zajmują miejsce w spągu kredowej serji, znanej pod nazwą piaskowca Dakota i leżą bezpośrednio na powierzchni dewońskich wapieni. Piaski są albo luźne, albo cementowane wapiennym materjałem i mają barwę białą lub czerwoną. Ku stropowi przechodzą piaski w ja-

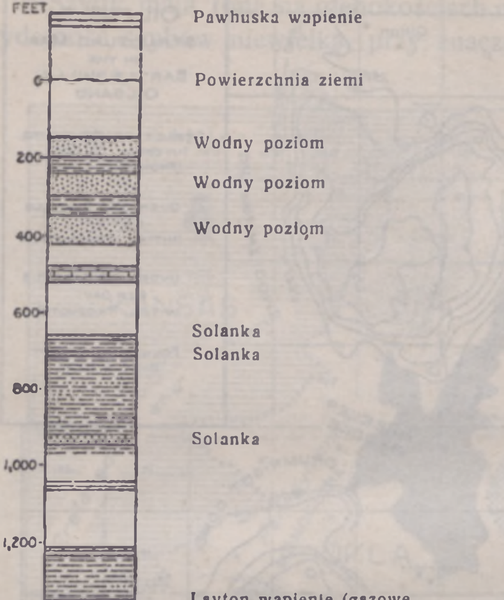


Rys. 9. Ropne pola Cushing (wedł. C. H. B e a l). Mapa strukturalna poziomu piasku Bartlesville. Warstwicy przez odstępy 50 stóp.

K r o p k i g ę s t e — pola o początkowej wydajności większej jak 1000 baryłek dziennie.

K r o p k i r z a d k i e — pola o początkowej wydajności mniejszej jak 1000 baryłek dziennie.

sno-zielone piaskowce przewarstwowione łupkami. Miąższość piasków waha się od 13 do 200 stóp w zależności od bardzo nieprawidłowego ich spągu. Piaski są nasycone asfaltem i nawpół płynną ropą i zawierają do 14 gallonów ropy na tonę. Według zdania kanadyjskich geologów ropa tych piasków pochodzi z dewońskich wapieni, w których również w szczelinach i ciosach znajduje się twarda smoła (gudron) i asfalt. To złoże asfaltu jest prawdopodobnie największem złożem asfaltu na świecie.



Rys. 10. Rozmieszczenie ropnych i gazowych poziomów w pionowym przekroju na polach Cushing (według B e a l).

Mid-Continent.

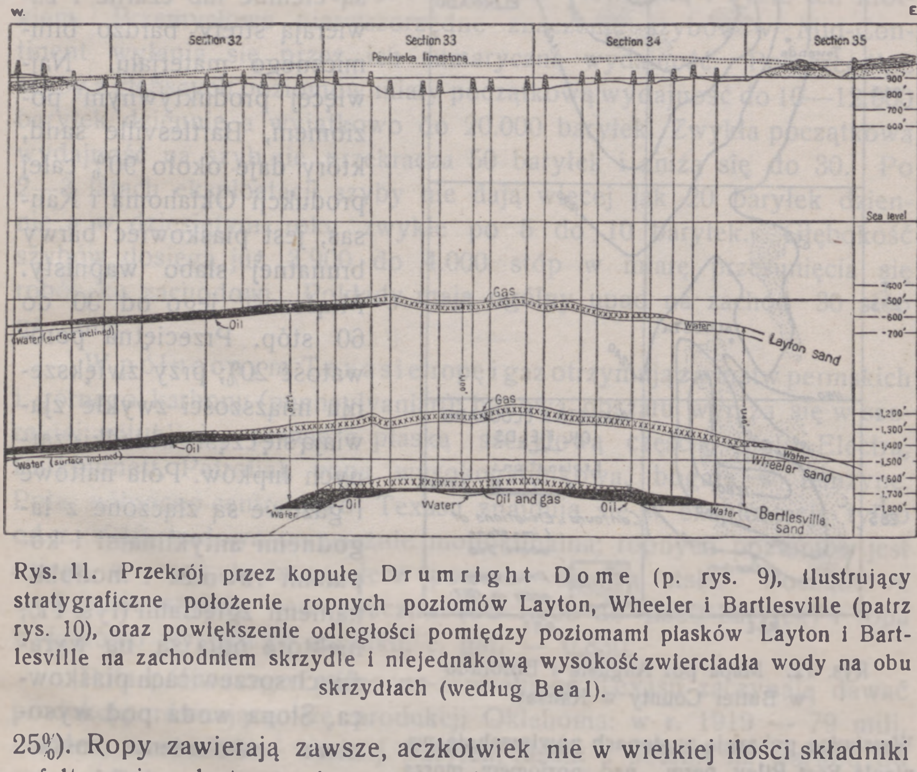
Pod taką nazwą [1]) obejmują pola naftowe i gazowe (rys. 8) stanów Oklahoma, Kansas, północnych i środkowych części Texas i północnej części Louisiana, oraz gazowe pola Arkansas. Na głównych polach Kansas i północnej części Oklahoma, mających największą wydajność, poziomy ropne są podporządkowane serji łupków i piaskowców Cherokee w dolnej partji pennsylvanian. W południowym Oklahoma i północnym Texasie około Red Rivier, ropa otrzymuje się z piaskowców oddziału pennsylvanian i piaskowców permskich, tak zwanych „red beds". W północnym Texasie ropę otrzymuje się również z serji mississippian. W Centralnym Texasie i północnej Louisianie ropne poziomy

[1]) B o s w o r t h, The Geology of the Mid-Continent Oil Fields. New York, 1920.

są podporządkowane kredowym piaskowcom i kredzie. Pola Mid-Continent dały w r. 1920 — 250.111.000 baryłek, czyli więcej jak 35.000.000 ton.

Oklahoma, Kansas i północny Texas.

Ropa w Kansas i Oklahoma ma ciemno-zieloną barwę w świetle odbijającym i brunatną w świetle przechodzącym, c. gatunk. przeciętnie około 34⁰ Baumé, czyli 0,854. Ropa pól Cushing (rys. 9), dzisiaj najwięcej wydajnych, ma c. gat. 0,838 i jest więcej bogatą w benzynę (do



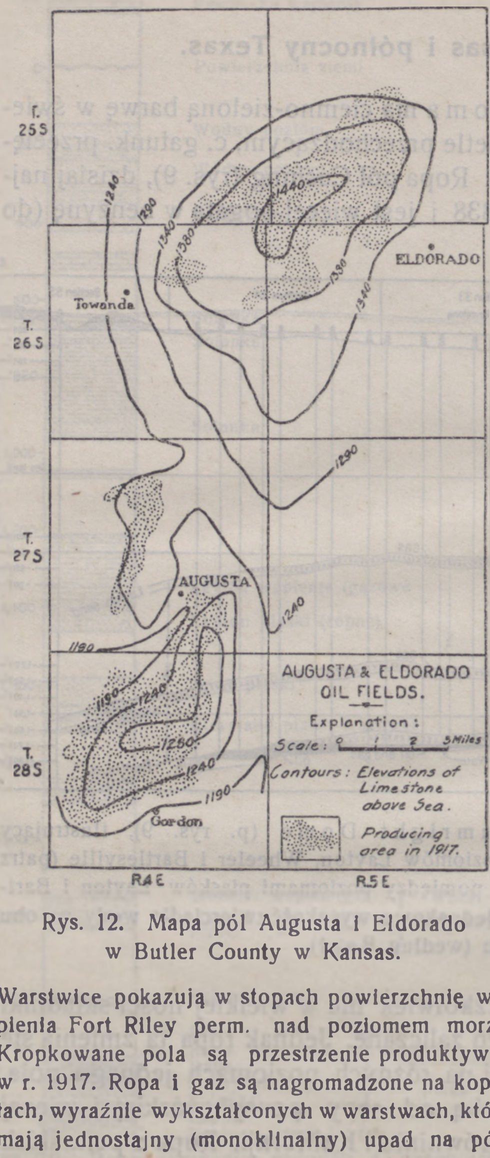
Rys. 11. Przekrój przez kopułę Drumright Dome (p. rys. 9), ilustrujący stratygraficzne położenie ropnych poziomów Layton, Wheeler i Bartlesville (patrz rys. 10), oraz powiększenie odległości pomiędzy poziomami piasków Layton i Bartlesville na zachodniem skrzydle i niejednakową wysokość zwierciadła wody na obu skrzydłach (według Beal).

25%). Ropy zawierają zawsze, aczkolwiek nie w wielkiej ilości składniki asfaltowe i są do typu mieszanego zaliczane. Jednak ropa ta zmienia się nietylko na różnych polach, lecz i na różnych poziomach jednego pola. Przeciętnie ropa jest więcej ciężką od ropy pensylwańskiej i więcej lekką od ropy na przybrzeżnej równinie i Kalifornji. Ropa z permskich pokładów jest więcej ciężką aniżeli ropa w warstwach węglowych. Ropy z większych głębokości są więcej lekkiemi, jak możemy wnioskować z następującego zestawienia:

głębokości od 0 do 1000 stóp — cięż. gat. 0,84 — 0,89
„ „ 1000 „ 2000 „ — „ „ 0,79 — 0,88
„ „ 2000 „ 3000 „ — „ „ 0,78 — 0,86

Niektóre ropy zawierają parafiny do 7,92% a nawet 12,45%.

Serja Cherokee (rys. 10) zawiera do 5 i 6 produktywnych poziomów, mających miąższość od 430, w Kansasie do 1000 stóp a w Oklahoma jeszcze więcej. W kierunku na południe piaskowce serji Cherokee mają ziarna coraz to grubsze, co naprowadza na myśl, że stały ląd z czasu dolnego karbonu musiał być na południu. Łupki serji Cherokee są ciemne lub czarne i zawierają strefy bardzo bitumicznego materjału. Najwięcej produktywnym poziomem, Bartlesville sand, który daje około 90% całej produkcji Oklahoma i Kansas, jest piaskowiec barwy brunatnej słabo wapnisty. Miąższość jego od 30 do 60 stóp. Przeciętna porowatość 20%; przy zwiększeniu miąższości zwykle zjawiają się częste wkładki czarnych łupków. Pola naftowe i gazowe są złączone z łagodnemi antyklinami i kopułami również i monoklinalnemi zgięciami (rys. 11); niektóre pola są na wyraźnych soczewicach piaskowca. Słona woda pod wysokiem ciśnieniem została stwierdzoną na wielu polach niżej ropy i gazu. Takie rozdzielenie zaznacza się tem więcej ostro, im na większej głębokości zostało złoże osiągnięte.



Rys. 12. Mapa pól Augusta i Eldorado w Butler County w Kansas.

Warstwice pokazują w stopach powierzchnię wapienia Fort Riley perm. nad poziomem morza. Kropkowane pola są przestrzenie produktywne w r. 1917. Ropa i gaz są nagromadzone na kopułach, wyraźnie wykształconych w warstwach, które mają jednostajny (monoklinalny) upad na północny zachód około 20 stóp na milę.

Większe antykliny np. na polach Cushing [1]) (rys. 11) mają zwykle wschodnie skrzydło więcej krótkie aniżeli zachodnie i bogatsze

[1]) B e a l, Geol. Structure in the Cushing Oil a. Gas Field, Oklahoma, and its relation to the Oil, Gas a. Water. U. S. Geol. Surv. Bull. 658, 1917.

partje leżą zwykle na zachodnich skrzydłach. Gaz prędzej zbierał się u szczytu siodeł i stanowił barjerę pomiędzy wodą wschodniego skrzydła i ropą zachodniego. Granica pomiędzy ropą i wodą nie jest poziomą, lecz nieco pochyłą zgodnie z upadem skrzydeł fałdu; również poziom wody nie jest jednakowym na obu skrzydłach.

Pola Oklahoma i Kansas otrzymały przemysłowe znaczenie dopiero po roku 1903, kiedy wydajność była mniejszą od 1 miljona baryłek. W roku 1920 wydajność tylko w Oklahoma wynosiła 106 miljonów baryłek i zajęła pierwsze miejsce w produkcji Stanów Zjednoczonych. Jednak wydajność szybów jest niską i życie ich krótkiem. Przemysłowe pierwszorzędne znaczenie szybów w Mid-Continent wyłania się przez ich sumaryczną wydajność. Poszczególne szyby z głębszych poziomów miały początkową wydajność do 10—12.000 baryłek dziennie a wyjątkowo do 20.000 baryłek. Zwykła początkowa wydajność na szyb nie przekracza 50 baryłek i zniża się do 30. Po 2—3 latach eksploatacji szyby nie dają więcej jak 20 baryłek dziennie a w dziesiątym roku zwykle po 5 do 10 baryłek. Głębokość szybów dosięga już 3.900 do 4.000 stóp w miarę przesunięcia się robót ku zachodowi. Pokłady mają ogólny upad na zachód 30 stóp na milę.

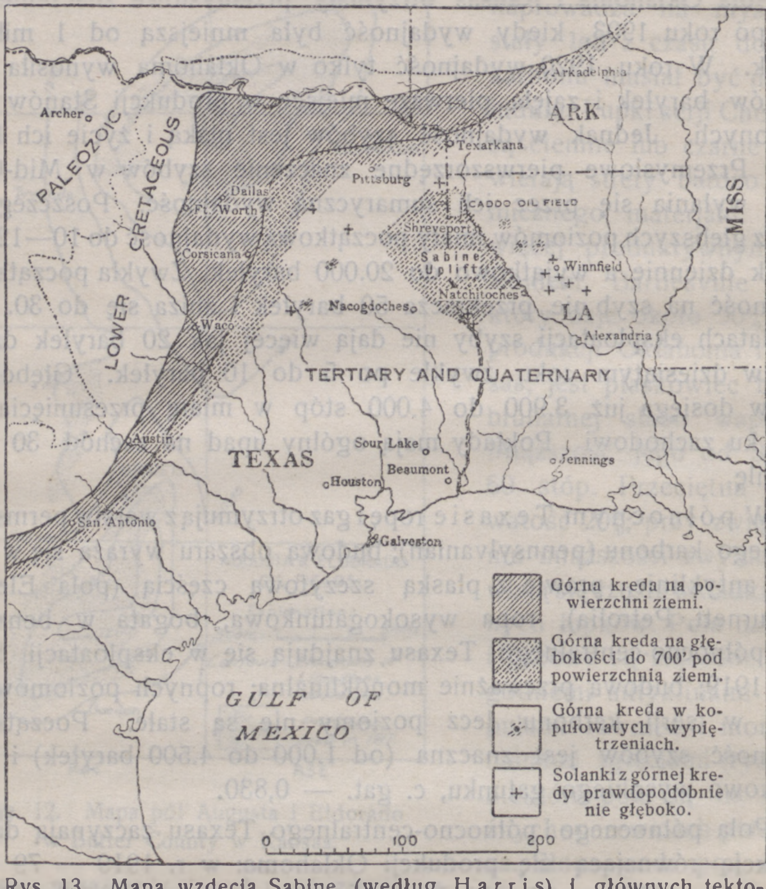
W północnym Texasie ropę i gaz otrzymują z warstw permskich i górnego karbonu (pennsylvanian); budowa obszaru wyraża się w szerokiej antyklinie, prawie z płaską szczytową częścią (pola Electra, Burkburnett, Petrolia), ropa wysokogatunkowa, bogata w benzynę. Pola północno-centralnego Texasu znajdują się w eksploatacji tylko od r. 1919; budowa przeważnie monoklinalna; ropnych poziomów jest osiem w serji karbonu, lecz poziomy nie są stałe. Początkowa wydajność szybów jest znaczna (od 1.000 do 4.500 baryłek) i ropa wyjątkowo wysokiego gatunku, c. gat. — 0,830.

Pola północnego i północno-centralnego Texasu zaczynają dawać produkcję równającą się produkcji Oklahoma: w r. 1919 — 79 milj. baryłek, w r. 1920 — 96 milj. baryłek, razem z polami na wschód od uskoku Balcones z warstw kredowych.

Północno-wschodni Texas i północna Louisiana.

W północno-wschodnim Texasie został ustalony uskok, czyli strefa uskokowa na długości 300 mil, tak zwany Balcones fault. Na wschód od tej strefy w Texasie i w Louisianie ropne poziomy zostały stwierdzone w pokładach kredowych. Geograficznie te złoża należą do Mid-Continent, lecz geologicznie są one zupełnie innemi i stawiamy ich na tem miejscu tylko zgodnie z podziałem statystycznym państwowych urzędów Stanów Zjednoczonych.

Uskok Balcones[1]) przecina pokłady kredy (rys. 13 i 15) i złoża ropne są rozmieszczone wzdłuż uskoku na wschód, w strefie znacznych zaburzeń. Głównemi rópnemi polami są w Texas — Corsicana, Chatfield, Mexia-Groesbeck, Bosque, Thrall i Elgin. Dalej na wschód inne pola naftowe na granicy Texas i Louisiana (Caddo) i w Louisia-



Rys. 13. Mapa wzdęcia Sabine (według Harris) i głównych tektonicznych zaburzeń w utworach górnej kredy, zawierających gaz i ropę, na przestrzeni wschodniego Texasu i pogranicznej części Louisiany. W kierunku ku południowemu wschodowi warstwy górnej kredy zanurzają się pod utwory trzeciorzędowe i czwartorzędowe.

na (Soto-Red River i Pelican) są położone naokoło wypiętrzenia znanego pod nazwą Sabine Uplift, ograniczonego na NW przez strefę uskokową Balcones, a ze strony północnej przez strefę flexurnej deformacji Red River z kierunkiem prawie poprzecznym do pierwszej.[2])

[1]) Harris, Oil and Gas in Louisiana. U. S. Geol. Surv. Bull. 429, 1910.

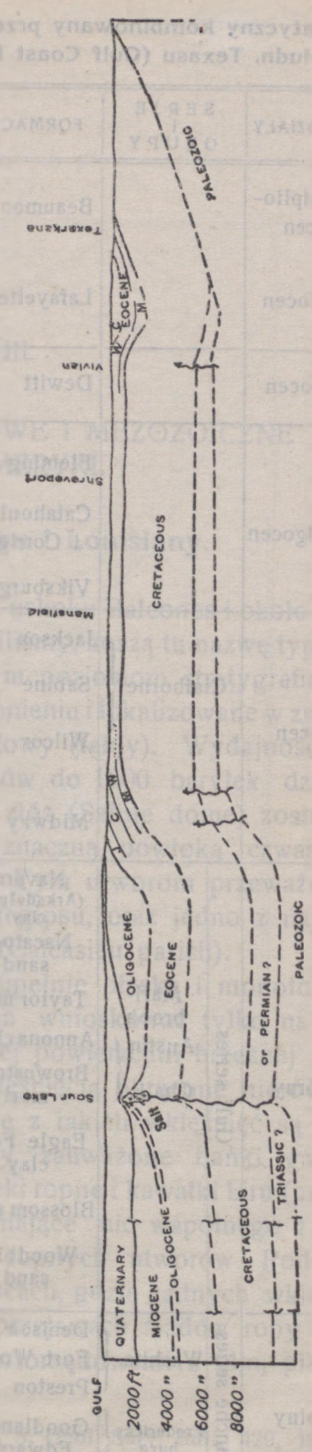
[2]) Matson, The Caddo Oil a. Gas Field. U. S. Geol. Surv. Bull. 619, 1916. — Matson a. Hopkins, The Corsicana Oil a. Gas Field, Texas. U. St. Geol. Surv. Bull. 661—F, 1917. — Matson a. Hopkins, The Soto-Red River Oil a. Gas Field. U. S. Geol Surv. Bull. 661—C, 1917.

Złoża Corsicana były odkryte przypadkowo przy poszukiwaniach wody dla miasta Corsicana. Ropa i gaz były otrzymywane z górnej części górnej kredy (Navarro formation i niżej w serji Taylor marl); ciężka ropa i gaz niżej, a lekka ropa i gaz wyżej. Lokalizacja ropy i gazu zależy przeważnie od stopnia porowatości piasków pośród glin. Warstwy mają upad na południowy wschód i są miejscowo zaburzone wtórnemi fałdami. Gazowe pola Mexia-Groesbeck były odkryte w 1912 roku w dolnych warstwach eocenu (Midway formation) i w górnej kredzie (Navarro form.) w piaskach Nacatoch (p. przekrój na str. 52).

Sabine Uplift nie jest jednolitym garbem (rys. 14); przez szczyt jego przechodzi kilka antyklinalnych zaburzeń, na których są położone pola Caddo, Soto i inne. Ropne i gazowe poziomy są podporządkowane piaskom Nacatoch, kredowym warstwom w serji Austin pod Navarro i Taylor marl i piaskom jeszcze niżej (Blossom i Woodbine). W piaskach Nacatoch ropa ciężka, w piaskach Blossom na głębokości 1.600 stóp ropa lekka.

Przemysł ropny na polach Caddo datuje się od roku 1912. Produkcja w r. 1915 na polach północnej Louisiany wynosiła 15 miljonów baryłek, a następnie spadła do 8 i pół miljonów w roku 1917 i znowu zdaje się podnosić w roku 1920.

Początkowa produkcja szybów w 1917 r. na polach północnej Louisiany w Caddo i Soto wynosiła 205 i 281 baryłek dziennie.



Rys. 14. Przekrój przez wzdęcia Sabine z północy od warstw paleozoicznych około Texarkana w Arkansas, przez ropne pola Caddo i Sour Lake do zatoki Meksykańskiej na południu.

Schematyczny kombinowany przekrój pionowy przez ropne pola Louisiany i połudn. Texasu (Gulf Coast Fields) i północno-wschodniego Texasu.

SYSTEMY	ODDZIAŁY	SERJE i GRUPY	FORMACJE	MIĄŻSZOŚĆ (w stopach)	SKŁAD FACIALNY ROPNE POZIOMY
Trzeciorzęd	Postpliocen		Beaumont	800	Utwory rzeczne i lagunowe; kilkakrotne uwarstwowienie niezgodne.
	Pliocen		Lafayette	250—2000	Utwory szutrowe, piaski, wapienie, dolomity. Poziomy ropne, sól, gips, siarka.
	Miocen		Dewitt	1500	Osady brzeżne: piaskowce, szutry. Czasokres erozji.
	Oligocen		Fleming	500	Gliny uwarstwowione wapniste.
			Catahoula i Corrigan	± 1000	Brzeżne utwory; piaskowce i gliny. Ropne poziomy w połudn. Texasie
			Viksburg	± 200	Wapienie, gliny z lignitem.
	Eocen	Claiborne	Jackson	200—550	Morskie brzeżne osady, gliny wapniste.
			Sabine	± 1200	Lądowe (lignity) i brzeżne osady.
			Wilcox	800—1000	Lądowe, brzeżne i morskie osady.
			Midway	250—500	Morskie gliny, wapienie, piaski.
Kreda	Górny	Gulf series	Navarro (Arkadelphia clay)	1800—2000	Gaz i ropa lekka — Ropa, gaz (Pola Corsicana; Pola Mexia)
			Nacatoch sand		Ropa, gaz
		Marlbrook	Taylor marl		Gaz i ropa ciężka — Gaz (Pola Corsicana; Pola Mexia)
		Austin Chalk	Annona chalk		Ropa ciężka (Pola Caddo, Soto-Red River, Pelican)
			Brownstown marl	± 1200	Wapienie, margle, łupki i piaski. Ropa gaz (Pola Caddo, Soto-Red River, Pelican)
			Eagle Ford clay		
			Blossom sand		
			Woodbine sand	400—500	Ropa lekka (Pola Caddo, Soto-Red River, Pelican)
	Dolny	Comanche series: Washita	Denison	± 200	Gliny i wapienie
			Fort Worth	25—75	Wapienie i margle
			Preston	50—100	Gliny i wapienie
		Fredericksburg	Goodland, Edwars	25—400	Wapienie
		Trinity	Trinity	500—600	Piaski, gliny, wapienie, gips

ROZDZIAŁ III.

PROWINCJE TRZECIORZĘDOWE I MEZOZOICZNE PÓŁNOCNEJ AMERYKI.

Brzeżna równina Texasu i Louisiany.

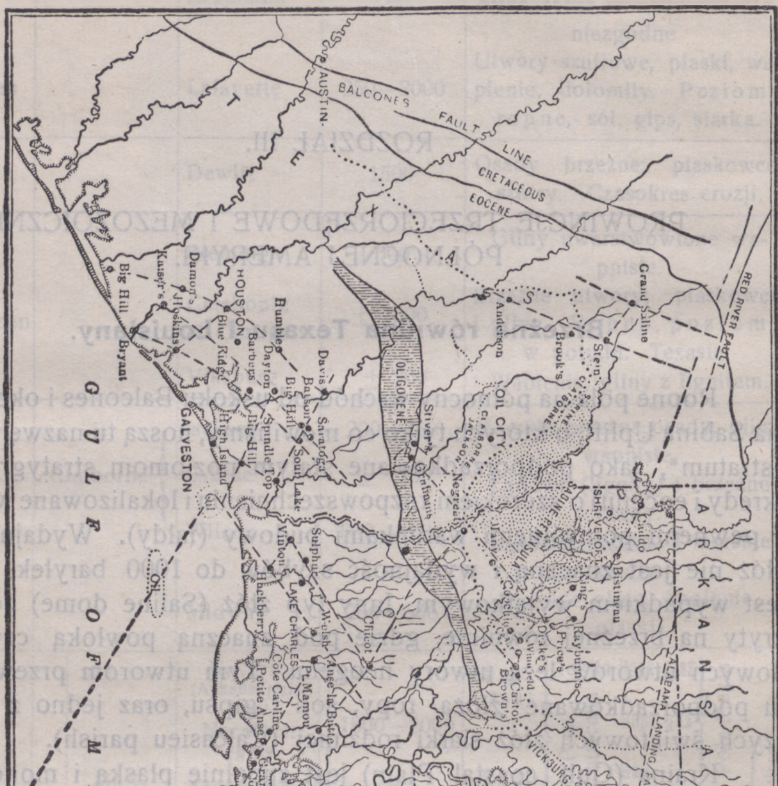
Ropne pola na północny wschód od uskoku Balcones i około wzdęcia Sabina Uplift, o których tylko co mówiliśmy, noszą tu nazwę typu złóż „stratum", jako podporządkowane stałym poziomom stratygraficznym (kredy i eocenu) o szerokiem rozpowszechnieniu i lokalizowane w związku z pewnemi pomyślnemi warunkami budowy (fałdy). Wydajność tych złóż nie jest znaczną i wydajność szybów do 1000 baryłek dziennie jest wypadkiem wyjątkowym. Inny typ złóż (Saline dome) został odkryty na brzeżnej równinie, gdzie pod znaczną powłoką czwartorzędowych utworów leżą utwory neogenu. Tym utworom przeważnie są tu podporządkowane złoża ropy, soli i gipsu, oraz jedno z największych światowych złóż siarki rodzimej (Calcasieu parish).

Kraina (Gulf coastal Plain) jest zupełnie płaską i monotonną [1]) (rys. 15), o budowie geologicznej można wnioskować tylko na zasadzie materjałów wiertniczych. Na płaskiej powierzchni brzeżnej strefy często można zauważyć niewielkie wklęśnięcia okrążone nierównemi pagórkami do 50 m wysokości. Niektóre z takich wklęśnięć są zajęte jeziorami, na powierzchni których były zauważone bańki gazowe. Słone wody, siarka, gazy, miejscami wycieki ropne i kawałki kiru (paraffin dirt — parafinowe błoto, chociaż nie mające nic wspólnego z parafiną) były tu wskazówkami obecności ropnych utworów. Podobneż wskazówki były również w takich miejscach, gdzie żadnych wklęśnięć niema. Wiercenia założone na takich przejawach śladów ropy pokazały (rys. 16), że pod utworami czwartorzędowemi z glin, piasków

---

[1]) Harris, Oil a. Gas in Louisiana. U. S. Geol. Surv. Bull. 429, 1910. — Fenneman, Oil Fields of Texas a. Louisiana Gulf Coastal Plain. U. S. Geol. Surv Bull. 282, 1906.

i szutru, których miąższość wynosi do 180 m i więcej, zazwyczaj mocno wodonośnych, leży pokład bardzo charakterystycznego porowatego dolomitu, czyli dolomitozowanego wapienia, zawierającego ropę w porach i szczelinach. Miąższość tego pokładu waha się od 3 do 12 m. Pod dolomitem znajdują się masy gipsu do 100 m miąższości, w któ-

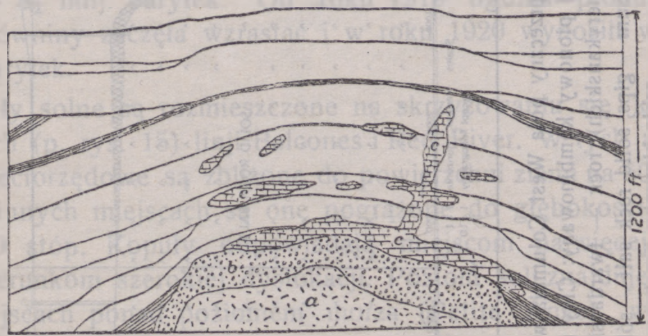


Rys. 15. Mapa przypuszczalnych tektonicznych linij obszaru wschodniego Texasu i Brzeżnej równiny pomiędzy uskokami Balcones Fault i Red River Fault. Czarne punkty — główne kopuły solne i częściowo ropne (według H a r r i s).

rych, albo też na ich miejscu, była spotykana siarka. Jeszcze niżej znajduje się sól, w której niektóre otwory przeszły od 150 m do 390 m. Pagórki i pomiędzy niemi znajdujące się doły odzwierciadlają na powierzchni ziemi miejsca znajdowania się na głębokości soli, która ma wyraźnie kształty tak zwanych słupów solnych. Sól i gipsy przy ich

wyługowaniu prowadzą do zaburzenia w pokładach wyżej leżących i do pewnych zjawisk (krasowych) na powierzchni ziemi.

Dolomitozowany wapień nie ma znacznego rozpowszechnienia i ropa często znajduje się nie w nim, lecz w piaskach pośród glin łupkowatych. Przekrój geologiczny brzeżnej strefy obejmuje warstwy od postpliocenu do eocenu i nawet kredy, a ropa zajmuje pokłady na różnych poziomach tego przekroju. Dolomity w Spindletop około Beaumont, gdzie było dokonane pierwsze wiercenie, przyjmują za utwory postpliocenu i pliocenu. Tu na powierzchni objawami ropnemi były tylko wycieki gazu w płytkich zatokach błotnych i inkrustacje siarki w gruncie. W Sour Lake (Kwaśne jezioro) były wycieki ropne na powierzchni ziemi, kawałki kiru i występowanie gazu; ropa znajdowała się w warstwach postpliocenu, a następnie w oligocenie i eocenie. W Jennings otwory jednej głębokości dają ropę tak z warstw plioce-



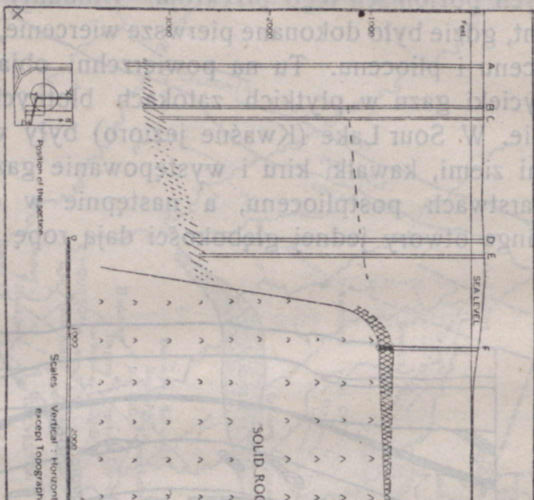
Rys. 16. Przekrój przez pole Spindletop, Texas.
a — sól, b — gips, c — wapieni (według Lee Hager).

nu, jak i postpliocenu. Takie warunki znajdowania się ropy dają powód do twierdzenia, że ropa w tym typie „Saline dome“ jest we wtórnem znachodzeniu się.

Pierwszy świdrowy otwór w Spindletop w r. 1901 dał samopłynną ropę o cięż. gat. 0,920 w ilości do 70.000 baryłek dziennie. Był to jeden z najwięcej słynnych w St. Zjednoczonych otworów wybuchowych (gusher). Ropę spotkano w dolomitach z siarką na głębokości 300 m.

Temperatura ropy wynosiła 27° C, a więc gradient temperaturny był bardzo mały. W końcu roku 1901 było tu już 138 produkujących otworów, a w roku 1905 — 1.200 otworów. Produkcja w roku 1905 wynosiła 35 miljonów baryłek, lecz od tego czasu poczęła szybko opadać. Otwory okazały się bardzo krótko trwałemi, a częściowo złoża zostały podtopione słoną wodą. Powierzchnia pola Spindletop wynosiła zaledwie 12 ha i wydajność na akr wynosi 141.598 baryłek;

miąższość dolomitu dochodziła do 20 m, a budowa ma wyraźnie cechy kopuły. Poza granicami tego pola otwory pogłębione do 750 m nie dały ropy. Ropa tego złoża daje 1,8% lekkich olejów (gazoliny), 17,1% nafty, 15,4% oleju gazowego (solarowego), 52,2% smarów i 7,5% asfaltu. Ropny poziom był mocno gazowy; razem z węglowodorowym



Rys. 17. Przekrój poprzeczny pola West Columbia w Texasie (według B a r t o n a). A—I — szyby. K — przekrój pionowy kombinowany: Clay shale gumbo — glina (gumbo — glina lepka na języku wiertaczy amerykańskich); rock — twarda skała; sand — piasek; zone of productive sands — strefa ropna; gypsum — gips; solid rock salt — sól kamienna. Position of the section — szkic kierunku przekroju.

gazem występował siarkowodór, który dawał z parami ropy bardzo trującą niebezpieczną mieszaninę.

W Sour Lake ropę spotkano na pięciu poziomach w serji piasków i glin do głębokości 300 m. C. gat. ropy w miarę głębokości stopniowo zmniejszał się: 0,960—0,920, 0,910, 0,900 i nakoniec 0,875.

Ropa Saratoga ma ciężar gatunkowy do 0,9589, a głębiej 0,9210; ropy tej używa się przeważnie na opał. W Humble produkcja była rozpoczęta w r. 1905 i wynosiła 15 milj. baryłek, lecz w roku następnym spadła do 3½ milj. baryłek wskutek zawodnienia złoża. W Jennings gazy również są bardzo trującemi.

Dzisiaj najwięcej wydajnem polem jest West Columbia dome (na południe od Damon Mound, p. rys. 15 i 17), w Texasie, gdzie w roku 1920 były otwory, dające do 30.000 baryłek dziennie z głębokości 2700 stóp (810 m [1]). Produkcja tego pola w roku 1920 wynosiła 11.384.000 baryłek. Powierzchnia pola produktywnego określona na 55 akrów, przeciętna wydajność na akr jest 123.090 baryłek.

W Goose Creek w Texasie ropę otrzymywano z głębokości od 1000 do 3400 stóp (około 1020 m), przyczem nie przewiercono do soli i budowa złoża przez to pozostaje niewiadomą. Wydajność otworów wynosi do 3000 baryłek zgórą, a ogólna wydajność w r. 1920 była około 5½ milj. baryłek. Od roku 1919 ogólna produkcja pól Brzeżnej równiny zaczęła wzrastać i w roku 1920 wynosiła więcej jak 31 milj. baryłek.

Kopuły solne są rozmieszczone na skrzyżowaniu się kierunków uskokowych (p. rys. 15) linji Balcones i Red River. W tych miejscach utwory trzeciorzędowe są zbliżone do powierzchni ziemi na 600 i mniej stóp a w innych miejscach są one pogrążone do głębokości co najmniej 2000 stóp. Kopuły odpowiadają miejscom najwięcej słabego oporu i kierunkom szerokiej dyslokacji. Poziom soli znajduje się w jednych miejscach ponad poziomem morza (Petite Anse), w drugich nieco niżej (Grande Cote), a znowu w innych miejscach na znacznej głębokości (Spindletop). Można rozróżnić trzy klasy kopuł: płytkie, na średniej głębokości i bardzo głębokie. Około średnich topograficzne cechy są słabo wyróżnione, w utworach pokrywających (cap roks) są silne nasycenia ropą, więcej aniżeli około kopuł płytkich i wydajność szybów znaczna. Do tego typu należą Spindletop, Humble, Sour Lake, Saratoga. W głębokich kopułach skały pokrywające nie zostały przewiercone do głębokości 3000 stóp; topograficznych oznak na powierzchni niema. Mogą być takie złoża i prostemi antyklinami, lub też z bardzo głęboko leżącemi kopułami soli.

Takie głębokie złoża znajdują się przeważnie na południowy wschód od płytkich i średnich, zgodnie z upadem pokładów. Stałe stratygraficzne położenie dolomitów czyli wapieni położonych wyżej soli i gipsu przemawia za tem, że te wapienne skały są utworami osadowemi i stałego stratygraficznego poziomu. Przemawia to prze-

---

[1]) Barton, The West Columbia oil field, Texas. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists, v. 5, n. 2, 1922.

ciwko krystalizacji soli i wapieni z gorących roztworów, jak to przypuszczali Harris[1]) i Norton[2]). Gliny pokrywające kopuły są mało odpowiednie do tworzenia się szczelin, które mogłyby służyć za drogę dla gorących roztworów solnych; również jest mało prawdopodobnem, aby krystalizacja soli mogła podnieść setki i tysiące stóp osadów, a przytem nie wypełnić tych pór i szczelin, które znajdujemy w wapieniach, zapełnionych ropą, a nie solą. Więcej prawdopodobnem jest, że cała serja utworów, zawierających między innemi i pokłady solne,



Rys. 18. Ropne obszary Kalifornji i główne rurociągi (według Arnold i Garfias).

została pofałdowaną i zaburzoną w czasie, kiedy skały były jeszcze w stanie słabej cementacji i sprasowania. Pokłady solne zostały również pofałdowane i wyparte w siodłowe części antyklin, czasem w postaci słupów, jak to stwierdzono w Stasfurcie lub podejrzywamy u nas w Poznańskiem. Wapienie więcej twarde i kruche w porównaniu z glinami i piaskami pokrywających utworów (cap rocks) zostały zdruzgo-

[1]) Harris, Oil and Gas in Louisiana, U. S. Geol. Survey. Bull. 429, 1910.
[2]) Norton, Origin of Louisiana and East Texas Salines. Am. Inst. Min. Eng. Trans. vol. 51, 1915.

tane i przesunięte, tworząc najlepsze tu zbiorniki dla magazynowania ropy, która jednocześnie wskutek tego mechanicznego procesu została wyciśnięta ze wszystkich otaczających skał na różnych poziomach.

Kopuły solne, które przecinają i intruzują warstwy nieroponośne, same przez się nie zawierają około siebie ropnych złóż. Do takich kopuł należy np. znaczna ilość kopuł więcej północnych. Nie jest wskazanem przewiercać w poszukiwaniach za ropą same solne masy, bo ropa jest lokalizowaną albo nad solą, albo koło niej. Obecnie jest stwierdzonych i przypuszczalnych 43 kopuły solne, które są rozmieszczone wzdłuż brzeżnej strefy zatoki Meksykańskiej wąskiem pasmem [1]).

California.

Ropa została stwierdzoną w California w strefie (rys. 18) na długości około 225 mil (mila ang. ma 1609 m) od rejonu Coalinga (Fresno County) na północy do rejonu Puenta Hills (Orange County) na południu. Pola ropne tej strefy, najwięcej wydajne na ziemiach Stan. Zjednoczonych, dają ropę o ciężarze gat. od średniego do ciężkiego i wszystkie mają bazę asfaltową. Skały, zawierające złoża ropne, są przeważnie luźnemi i słabo cementowanemi. Budowa złóż jest znacznie skomplikowaną, warstwy mają zwykle stromy upad, a w niektórych miejscach warstwy są przewrócone. Wycieki ropne są liczne, a pokłady asfaltu pokrywają znaczne przestrzenie. Ropne pola Kalifornji swoją budową i ilością wystąpień ropy na powierzchni są zbliżone do złóż Europy i Azji więcej, aniżeli do innych złóż Ameryki.

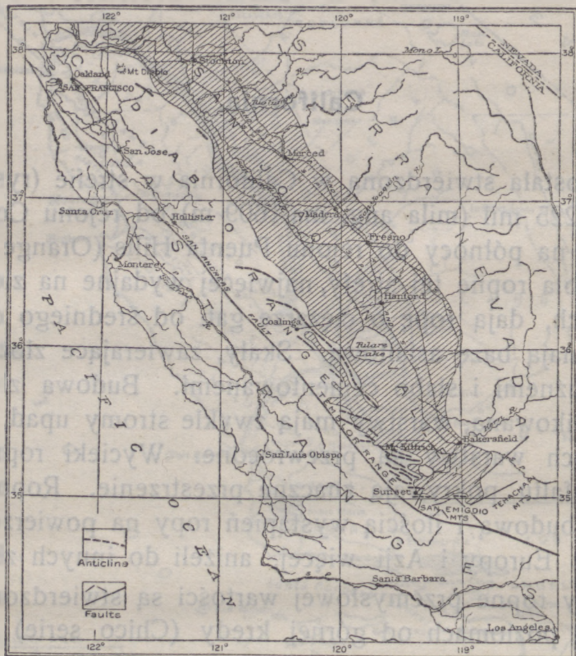
Poziomy ropne przemysłowej wartości są stwierdzone [2]) na stratygraficznych poziomach od górnej kredy (Chico serie) do pliocenu (Fernando serie), a w czwartorzędowych znajdują się złoża smoły i asfaltu. Głównemi formacjami przekrojów ropnych pól są następujące: jurajskie lub przedjurajskie krystaliczne skały; Franciscan formation (jurajska); Knoxville-Chico (kreda); Tejon formation (eocen); Sespe (prawdopodobnie oligocen); Vaqueros i Monterey formation (dolny miocen); Fernando formation i jej ekwiwalenty (dolny miocen i pliocen); czwartorzędowe warstwy. Główne przemysłowe poziomy są w miocenie.

---

[1]) Por. kilka artykułów z zakresu geologji Brzeżnej równiny w Trans. Am. Inst. Min. a. Metall. Eng. v. LXI, 1920 (De Golyer, Brokaw, Lucas), również Powers a. Hopkins, The Brooks, Steen. a. Grand Saline Salt Domes Smith a. Van Zandt Counties, Texas. Un. St. Geol. Surv. Bul. 736—C, 1922

[2]) Arnold a. Garfias, Geol. a. Technology of the California Oil Fields. Am. Inst. Min. Eng. Bull. 87, 1914.

Strefa roponośna leży pomiędzy górami Sierra Nevada a Coast Range i prawdopodobnie ciągnie się dalej na północ wzdłuż doliny Sacramento, jednak w tej ostatniej złoża nie są stwierdzone, chociaż tam są liczne wycieki gazów węglowodorowych i słonych wód w związku z serpentynami. Więcej na południe od równoleżnika S. Francisko są już szyby gazowe, a to w dolinie San Joaquin. Pierwsze ropne złoża znajdują się w tejże dolinie około Coalinga; dalej na południe między Asfalto i Tar Canon na przestrzeni do 150 km są tylko złoża asfaltu, a w niektórych miejscach wycieki ciężkiej ropy.



Rys. 19. Mapa Kalifornji z rozmieszczeniem głównych linij antyklinalnych wzdłuż zachodniego stoku doliny San Joaquin. (według Pack).

Następnie dalej w tym samym kierunku na południowy wschód są główne złoża Kern County (Sunset i Midway).

Prawie równolegle do tej strefy ciągną się złoża wzdłuż przybrzeżnej strefy na drugiej stronie Coast Range od S. Francisko do Los Angelos i Puenta Hills. Stopień produktywności na obu strefach zwiększa się w kierunku od północy na południe. Zwykle pierwszą strefę nazywają Valley fields, bo znaczna jej część leży w dolinie San Joaquin, a strefę drugą — Coastal fields.

Sierra Nevada jest złożona z granitów i stref utworów osadowych od dewonu do kredy. Coast Range jest zbudowany z kredo-

wych i neogenowych utworów z towarzyszącemi im nowemi wybuchowemi skałami. Depresja pomiędzy temi górami jest wypełniona utworami trzeciorzędowemi; w tej depresji i znajdują się złoża ropne północnej części ropnej strefy Kalifornji.

Przemysł naftowy w Kalifornji rozpoczął się od roku 1890, lecz produkcja była zupełnie nikłą. Bardzo liczne i wspaniałe przejawy bitumów, oraz bogate złoża asfaltu oddawna zwracały na siebie uwagę przemysłowców, lecz niepomyślne wyniki pierwszych wierceń zmusiły prawie zupełnie zarzucić nowe wiercenia. Tak ciągnęło się do roku 1900. Od tej daty produkcja zaczęła wzrastać do 25 milj. baryłek w roku 1905 i 78 milj. w roku 1910. Produkcja w roku 1920 wynosiła 105 milj. baryłek, a więc prawie narówni z Oklahoma.

Prawie połowę całej produkcji przeznaczano na opał; dzisiaj już znaczną ilość ropy zastosowano do przeróbki metodą „craking proces“, która pozwala otrzymać i z ciężkiej ropy znaczną ilość lekkich produktów.

Coalinga. Obszar roponośny zajmuje przestrzeń około 50 mil długości, a 15 mil szerokości wzdłuż południowo-zachodniej strony doliny San Joaquin. Sprawdzona produktywna część tego obszaru ma długości 13 mil i 3 mile szerokości w północnej części, lecz w południowej części mocno się zwęża. Obszar jest objęty utworami kredy i trzeciorzędu; dominującą cechą jest monoklinalny upad od Coast Range w stronę doliny. Ten upad jest skomplikowany przez antyklinę i synklinę Coalinga (rys. 19), a całą zachodnią częścią obszaru jest monoklinalne skrzydło synkliny. Ropne złoża zajmują miejsce przeważnie około osi antykliny i na monoklinalnych zgięciach.

Pionowy przekrój (rys. 20) obejmuje warstwy od Franciscan formation (jura) do czwartorzędu [1]). Ropne poziomy stwierdzone są idąc od dołu: 1) w piaszczystej serji górnej części Knoxville-Chico, zwanej purple-shale (czerwone łupki, ciemne i jasne gliny, białe i żółte piaskowce); 2) w porowatym piaskowcu formacji Tejon, która jest zbudowaną przeważnie z diatomowych i foraminiferowych glin; 3) w piaskowcach formacji Vaqueros, trzy poziomy najwięcej wydajne; 4) w piaskowcach Santa Margarita formation w tych wypadkach, gdzie leżą one na formacji Tejon; 5) w piaskach Jacalitos formation w tych wypadkach, gdy leżą one na lub około warstw Tejon. Według zdania miejscowych geologów ropa w warstwach Chico i Tejon jest pierwotna; w innych warstwach ropa znajduje się w wtórnych złożach.

---

[1]) Arnold a. Anderson, Geology a. Oil-Resources of the Coalinga District, Cal. U. S. Geol. Surv. Bull. 398, 1910.

Anderson a. Pack, Geology a. Oil Resources of the West border of the San Joaquin Valley north of Coalinga, Cal. U. S. Geol. Surv. Bull. 603, 1915.

Ropne złoża leżą przeważnie wzdłuż antykliny Coalinga i na monoklinalnej partji zachodniej części obszaru. Na tej partji wycieki smoły i ropy występują głównie na warstwach Tejon i Vaqueros, a zwłaszcza wzdłuż linji niezgodnego uwarstwowienia między formacjami. Ropa z zony Vaqueros ma ciężar gatunkowy 0,900 i jest więcej bogatą w pozostałość asfaltową i w smary. Ropa z zony kredowej Chico więcej lekka, 0,851—0,857, parafinowa i daje znaczną ilość benzyny i nafty. Łupki Chico i gliny Tejon są zbudowane przeważnie ze skorupek foraminifer i diatomowych ze szczątkami innych organizmów w takiej ilości, że organiczny materjał tych organizmów zwykle uważają za pierwotne źródło bitumów. Piaski pośród takich bitumicznych czerwonych łupków służą jako zbiornik (kollektor) dla ropy. Warstwami, które pokrywają łupki Chico, są zwykle ciemne zbite gliny dla ropy nieprzepuszczalne. Jednak rozpowszechnienie górnej partji kredy jest bardzo ograniczone i trudno uważać ją za źródło dla ropy w warstwach trzeciorzędowych. Takim źródłem są prędzej warstwy Tejon.

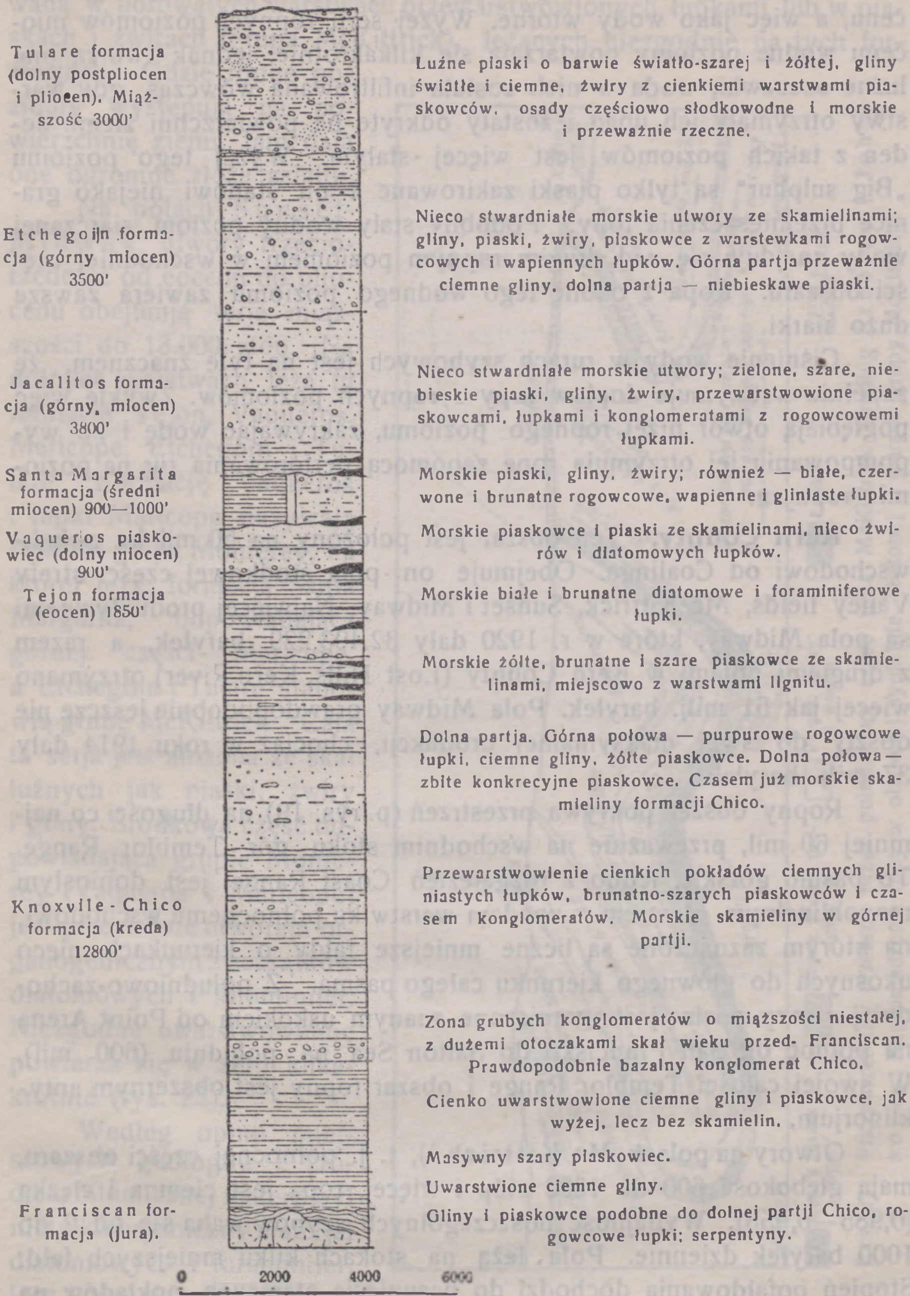
Jeżeli w pokładach jest woda, ropa zwykle zbiera się na szczytach antyklin lub w górnych częściach monoklin. Gdzie pokłady są suche, ropa zostaje rozmieszczoną więcej w zależności od charakteru skał, a nie od budowy tektonicznej. W zonach suchych rozmieszczenie ropy w porowatych skałach jest uzależnionem od tego, czy są (lub niema) około, ewentualnie pod takiemi porowatemi skałami, łupki Tejon, dalej od tego, czy te łupki są pokryte takiemi porowatemi skałami zgodnie czy niezgodnie, od stopnia porowatości piasków i od tego, czy są one zagwarantowane od następnej straty ropy lub gazów.

Utwory mioceńskie (Vaquesos, Santa Margarita, Jacalitos) są ropnemi tam, gdzie pod niemi leżą łupki Tejon, i wydajność ich zależy od ich odległości od łupków. Wydajność ich jest największą w tych wypadkach, gdzie łupki Tejon są pokryte niezgodnie lub są znacznie zaburzone jak właśnie około szczytu antykliny Coalinga. Uskoki nie mają większego znaczenia na roponośność.

W Coalinga są dwa typy ropy — 1) ropa z kredowych łupków jest parafinową, a 2) ropa z warstw eocenu jest asfaltową i właśnie ta druga ropa została zebraną w mioceńskich warstwach.

Otwory świdrowe mają głębokość od 600 do 4000 stóp (do 1200 m). Wydajność więcej głębokich szybów na wschodniej części obszaru wynosi do 3000 baryłek dziennie. W roku 1920 produkcja w Coalinga była 15.464.198 baryłek. Maksymalna wydajność była w r. 1912 i wynosiła 19½ miljona baryłek.

Stosunki wodne Coalinga są nader charakterystycznemi. Wodne poziomy są tylko powyżej piasków dolnej zony Vaqueros. W zachodniej części obszaru ropnym poziomom towarzyszą z dołu wodne poziomy; przyjmują, że wody tych poziomów objęły warstwy już na-



Rys. 20. Ogólny przekrój pionowy obszaru Coalinga (według Arnold). Ropne poziomy pokazane czarnym.

stępnie, gdy ropa została wyciśnięta z łupków Tejon w warstwy miocenu, a więc jako wody wtórne. Wyżej serji ropnych poziomów miocenu wodne poziomy powtarzają się kilkakrotnie, jednak tworzą one luźne soczewki; woda w nich została infiltrowaną wówczas, gdy warstwy otrzymały ich upad i zostały odkryte na powierzchni ziemi. Jeden z takich poziomów jest więcej stałym. Wyżej tego poziomu „Big sulphur" są tylko piaski zakirowane i on stanowi niejako granicę przemieszczenia ropy. Podobny stały wodny poziom siarczanej wody znajduje się nad drugim ropnym poziomem w wschodniej części obszaru. Ropa z okolic tego wodnego poziomu zawiera zawsze dużo siarki.

Ciśnienie wody w rurach szybowych jest na tyle znacznem, że zupełnie wstrzymuje dopływ ropy z ropnych poziomów. Zwykle więc pogłębiają otwór niżej ropnego poziomu, zakrywając wodę i po wypompowaniu jej otrzymują ropę zapomocą perforowania rur na poziomie ropnym.

Kern County. Ten obszar jest położony na 50 mil ku połud.-wschodowi od Coalinga. Obejmuje on pola środkowej części strefy Valley fields, Mc Kittrick, Sunset i Midway. Najwięcej produktywnemi są pola Midway, które w r. 1920 dały 32.493.229 baryłek, a razem z drugiemi polami w Kern County (Lost Hills, Kern River) otrzymano więcej jak 51 milj. baryłek. Pola Midway prawdopodobnie jeszcze nie doszły do swej maksymalnej produkcji, chociaż w roku 1914 dały 37 milj. baryłek.

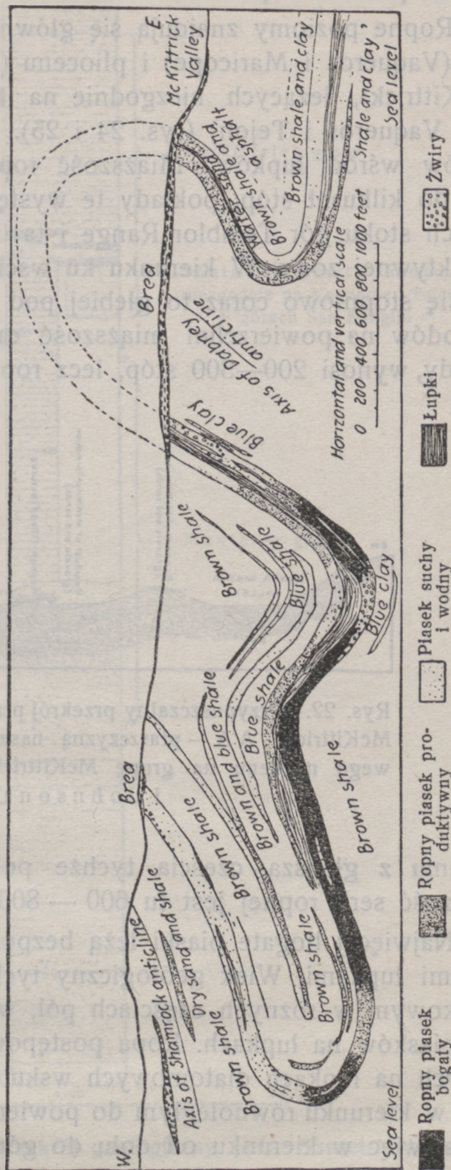
Ropny obszar pokrywa przestrzeń (p. rys. 19) na długości co najmniej 60 mil, przeważnie na wschodnim stoku gór Temblor Range. To pasmo górskie, jedno z rozgałęzień Coast Range, jest doniosłym monoklinalnym utworem z upadem warstw ku północnemu wschodowi, na którym zaznaczone są liczne mniejsze fałdy o kierunkach nieco ukośnych do głównego kierunku całego pasma. Z południowo-zachodniej strony pasmo jest ograniczone znanym uskokiem od Point Arena na północ od San Francisko do Salton Sea na południu (600 mil). W swojej całości Temblor Range i obszar ropny jest obszernym antyklinorjum.

Otwory na polach Mc Kittrick [1]), t. j. północnej części obszaru, mają głębokość 600 do 1800 stóp i więcej, ropa jest ciemna i ciężka (0,985—0,953). Wydajność poszczególnych szybów waha się od 2 do 1000 baryłek dziennie. Pola leżą na stokach kilku mniejszych fałd. Stopień pofałdowania dochodzi do nasunięcia starszych pokładów na nowsze (rys. 21 i 22). Ropa pochodzi z diatomowych łupków Monte-

[1]) Arnold a. Johnson, Prel. Report on the Mc Kittrick-Sunset Oil Region. U. S. Geol. Surv. Bull. 406, 1910.—English, Geology a. Petroleum Resources of northwestern Kern County, Cal. U. S. Geol. Surv. Bull. 721, 1921.

rey i Santa Margarita formacji (środkowy miocen) i została zlokalizowaną w porowatych warstwach przewarstwowionych łupkami lub w piaskach i żwirach (grupa McKittrick), leżących niezgodnie na tych formacjach. Gdzie ropne poziomy występują na powierzchnię ziemi, tam dają one ogromne złoża asfaltu.

Na polach S u n s e t-M i d w a y utwory trzeciorzędowe od eocenu do pliocenu obejmują serje miąższości do 18.000 stóp. Na dolnych warstwach leżą tu formacje Tejon, Vaqueros, Maricope, Etchegoin i Tulare. Formację Vaqueros i łupki Maricope nazywają również grupą Monterey, na której leży formacja Santa Margarita, odpowiadająca górnej części Maricope, a Etchegoin i Tulare stanowią grupę McKittrick. Cała ta serja jest ułożona ze skał luźnych jak piaski, żwiry i gliny. Środkowa część odpowiadająca grupie Monterey (Vaqueros i Maricope) jest przeważnie utworem organogenicznym z szczątków diatomowych i foraminifer. Niezgodne uwarstwowienie powtarza się w serji kilkakrotnie (rys. 23).



Rys. 21. Przypuszczalny przekrój przez południową część pola McKittrick (według A r n o l d a i J o h n s o n a). Nagromadzenie ropy w obalonej synklinie, złożonej z warstw grupy McKittrick.

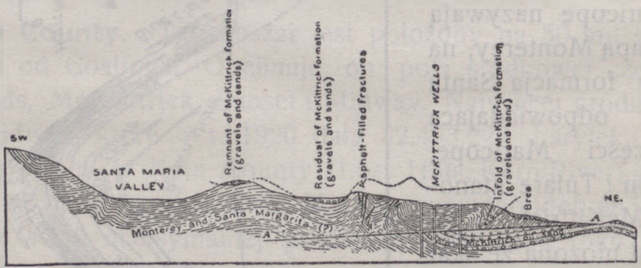
Według opinji miejscowych geologów [1]) źródłem bitumicznej materji był nietylko organiczny materjał diatomowych i foraminifer, lecz także szczątki roślinne.

Przypuszczają, że ropa pól produktywnych pochodzi częściowo

[1]) P a c k, The Sunset-Midway Oil Field, California. U. S. Geol. Surv. Prof. Paper 116, part 1—1920. — R o g e r s, The Sunset-Midway Oil Field, California. U. S. Geol. Surv. Prof. Paper 116, part 2—1919.

z pokładów, które są rozwinięte na przestrzeni tychże pól, przeważnie jednak z łupków, które pozostały na uboczu pod doliną San Joaquin. Ropa migrowała więc z tych warstw w stronę wydźwigniętych małych antyklin poza dolinę.

Ropne poziomy znajdują się głównie w warstwach piasku miocenu (Vaqueros i Maricope) i pliocenu (na granicy Santa Margarita i McKittrick), leżących niezgodnie na łupkach diatomowych (Maricope, Vaqueros i Tejon) (rys. 24 i 25). Również ropnemi są soczewki piasków wśród łupków. Miąższość ropnych poziomów waha się od kilku do kilkuset stóp; pokłady te występują na powierzchni na pagórkach stoku gór Temblor Range i ta linja stanowi zachodnią granicę produktywnej zony. W kierunku ku wschodowi pokłady ropne pogrążają się stopniowo coraz to głębiej pod powierzchnię ziemi. Około wychodów na powierzchni miąższość całej serji, zawierającej ropne pokłady, wynosi 200—300 stóp, lecz ropne pokłady są grubsze w po-



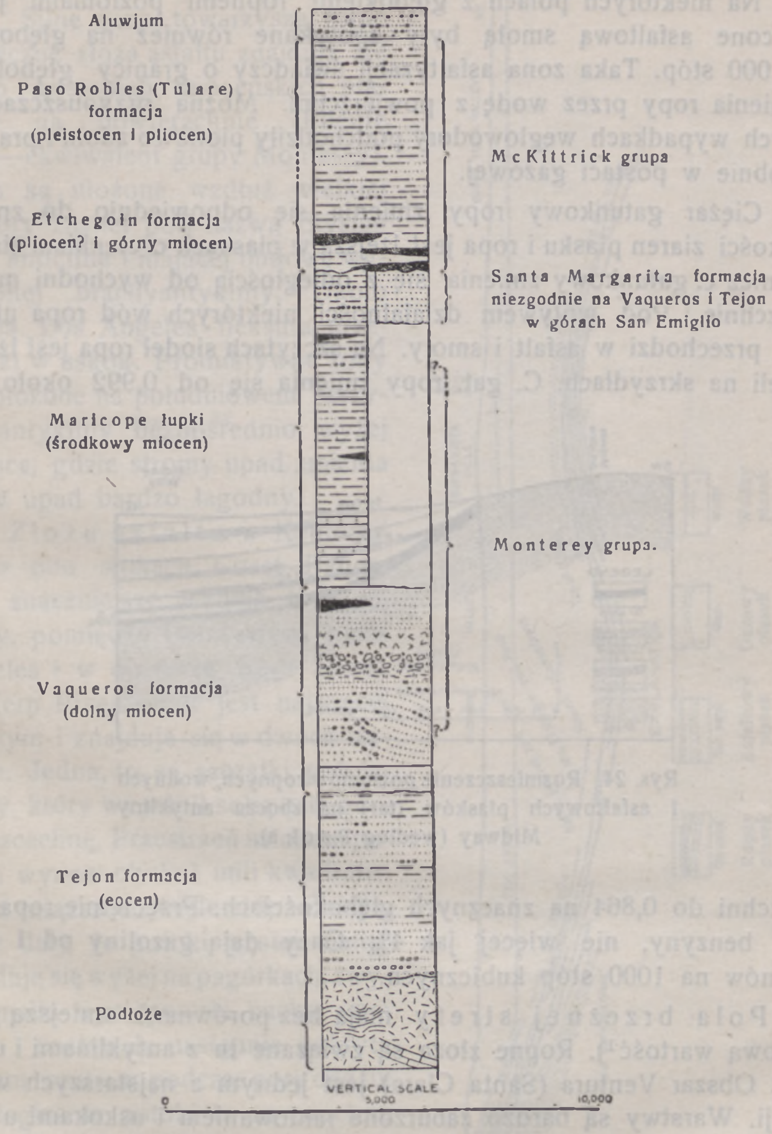
Rys. 22. Przypuszczalny przekrój przez północną część pola McKittrick. A A — płaszczyzna nasunięcia warstw środkowego miocenu na grupę McKittrick (według Arnolda i Johnsona).

równaniu z głębszą częścią tychże pokładów, chociaż sumaryczna miąższość serji ropnej jest tu 600 — 800 stóp.

Najwięcej bogate piaski leżą bezpośrednio w kontakcie z diatomowemi łupkami. Wiek geologiczny tych ropnych piasków jest niejednakowym w różnych częściach pól, wskutek niezgodnego zalegania tych piasków na łupkach. Ropa postępowała z dołu przez serję warstw leżących na łupkach diatomowych wskutek ich porowatości. Ten ruch szedł w kierunku równoległym do powierzchni niezgodnego uwarstwowienia, więc w kierunku od dołu do góry. Około wystąpienia pokładów na powierzchnię ropa wskutek frakcjonowania jej i reakcji wód alkalicznych jest więcej lepką i uszczelnia zupełnie pokłady, przez które ona przechodzi.

Osmołowanie i asfaltyzacja ropy idzie przeważnie wskutek dodania siarki ze strony wód siarczanych z powierzchni; w niektórych miejscach na drodze takiej redukcji powstały złoża siarki.

W wypadku jeżeli pokłady nie mają wyjścia na powierzchnię ziemi, ropa była zmuszoną podejmować się od powierzchni niezgodnego kontaktu przez warstwy więcej porowate serji leżącej na łupkach.



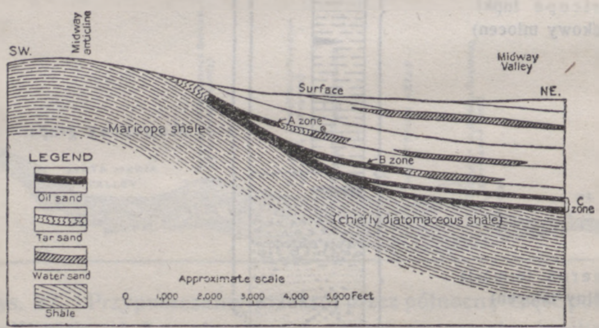
Rys. 23. Ogólny pionowy przekrój geologiczny pola Sunset-Midway (według P a c k a). Ropne poziomy pokazane czarnym.

Wzdłuż szczytu antykliny, którą oddziela synklina od odsłonięć pokładów na powierzchni, ropa zbiera się na pewnej odległości od kontaktu (rys. 25). Ta ropa mogła migrować w kierunku pionowym przez soczewki piasków. W każdym pokładzie ropnym na antykli-

nach gazy mają tendencję zbierania się w górnych częściach fałdu, a ropa w dolnych. Gazowe poziomy niektórych miejsc leżą na 200 do 300 stóp ponad poziomami ropnemi.

Na niektórych polach z głębokiemi ropnemi poziomami piaski nasycone asfaltową smołą były spotykane również na głębokości do 1000 stóp. Taka zona asfaltyzacji świadczy o granicy głębokiego utlenienia ropy przez wodę z powierzchni. Można przypuszczać, że w tych wypadkach węglowodory podchodziły pionowo zdołu i prawdopodobnie w postaci gazowej.

Ciężar gatunkowy ropy zmienia się odpowiednio do zmiany wielkości ziaren piasku i ropa jest lżejszą w piaskach o cienkiem ziarnie. Również c. gatunkowy zmienia się z odległością od wychodni na powierzchnię. Pod wpływem działalności niektórych wód ropa utlenia się i przechodzi w asfalt i smoły. Na szczytach siodeł ropa jest lżejsza aniżeli na skrzydłach. C. gat. ropy zmienia się od 0,992 około po-



Rys. 24. Rozmieszczenie poziomów ropnych, wodnych i asfaltowych piasków (tar) na zboczu antykliny Midway (według P a c k a).

wierzchni do 0,864 na znacznych głębokościach. Przeciętnie ropa daje mało benzyny, nie więcej jak 4%. Gazy dają gazoliny od 1 do 3 gallonów na 1000 stóp kubicznych.

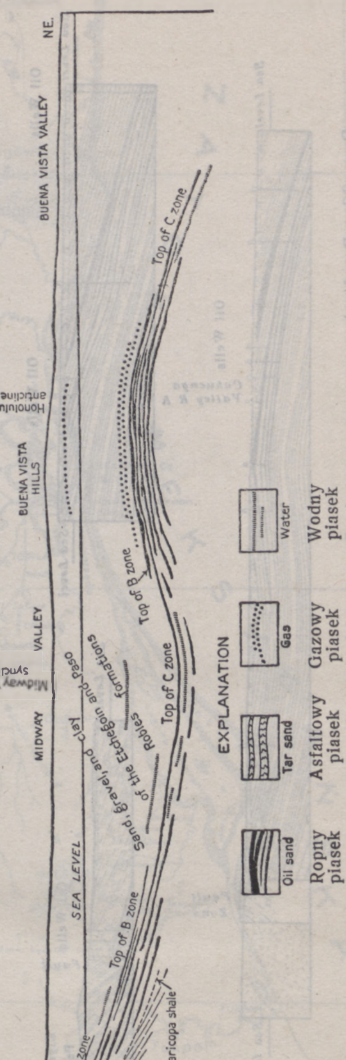
P o l a b r z e ż n e j s t r e f y mają bez porównania mniejszą przemysłową wartość[1]). Ropne złoża są związane tu z antyklinami i uskokami. Obszar Ventura (Santa Clara) jest jednym z najstarszych w Kalifornji. Warstwy są bardzo zaburzone fałdowaniem i uskokami a stratygraficznie powtarzają formacji pól głównej strefy. Są tu dwa wyjątkowe wypadki: niektóre pokłady mioceńskie są opalone do czerwonej barwy na znacznej głębokości, prawdopodobnie wskutek pożarów podtrzymywanych przez ropę w nich zawartą; w Placerita Ca-

[1]) E l d r i d g e a. A r n o l d, The Santa Clara Valley, Puente Hills a. Los Angeles Oil Distrcts, Cal. U. S. Geol. Surv. Bull. 309, 1907.

nyon ropę spotkano w mikowym granitowym łupku blisko kontaktu z nim formacji Fernando (pliocen).

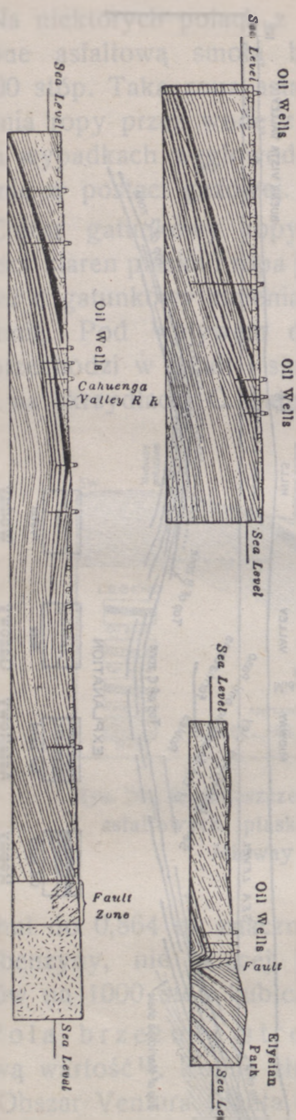
Ropne pola Los Angeles (rys. 26) są położone około samego miasta, a częściowo i w samem mieście. Silne gazy towarzyszą ropie a znaczne złoża asfaltu znajdują się około wystąpień mioceńskich piasków na powierzchnię (Puente sand—ekwiwalent grupy Monterey). Złoża są ułożone wzdłuż wielkiej fleksury znanej pod nazwą Elysian Park anticline i mającej budowę wydłużonej brachyantykliny. Około miasta Los Angeles fleksura przechodzi w uskok. Produktywne zony są położone na południowem skrzydle antykliny bezpośrednio wyżej miejsca, gdzie stromy upad zmienia się w upad bardzo łagodny.

Złoża asfaltu w Kalifornji są na obu stokach Coast Range, lecz znaczniejsze wzdłuż brzeżnej strefy, pomiędzy Point Arena i Los Angeles i w obszarze Kern River. W Kern River asfalt jest najwięcej czystym i znajduje się w dwóch formach. Jedna, to są szczątki potoku malty, który wypełnił sobą całą górską szczelinę. Przestrzeń asfaltem pokryta wynosi około 1 mili kwadratowej a miąższość wiele stóp. Źródła, które dały te potoki gęstej malty, znajdują się wyżej na pagórkach; zwykle malta występowała suchą porą roku i zostawała następnie pokryta błotem i szutrem, podczas pory dżdżu. Geologicznie potoki te są zupełnie nowemi, bo pod asfaltem znaleziono szczątki człowieka i jego wyroby. Drugą formą asfaltu są żyły, które są sprawdzone na odległości mil. Żyły takie są odbudowane w niektórych miejscach do głębokości 300 stóp. W asfalcie znajduje się zwykle wiele



Rys. 25. Przekrój geologiczny pola ropnego Midway (według Packa). Nazwy stratygraficznych poziomów, patrz objaśnienie do rys. 23.

odłamków bokowych skał. Temperatura w wyrobiskach na głębokości już 90 stóp jest tak wysoka, że asfalt mięknie. Asfalt takich żył na powierzchni ziemi jest kruchy i ma brunatną barwę, a głębiej jest zbity i czarny. Asfalt zawiera do 90% czystego bitumu, zwykle 60—70%.



Rys. 26. Przekroje przez ropne pola Los Angeles (według Eldridge i Arnolda). Ropne poziomy w serjach Puente sand (Monterey) i górne w spągu serji Fernando.

Produkcja asfaltu w Kalifornji najprzód stopniowo wzrastała i w roku 1911 wynosiła 190.945 ton, z których większa ilość przypada jednak na asfalt, jako pozostałość od przeróbki ropy. Dziś produkcja naturalnego asfaltu w całych Stanach Zjednoczonych wynosi zaledwo 53.000 ton, a produkcja asfaltu z rop 700.496 ton.

Meksyk.

Naftowe pola Meksyku[1]) znajdują się na brzeżnej równinie w stanach Vera Cruz, Tamaulipas i Tabasco. Północna część Vera Cruz daje prawie całą dzisiejszą produkcję, dla eksportu której służą porty Tampico i Tuxpam (rys. 27).

Przemysł naftowy Meksyku ma odrębne cechy, które najlepiej uwidaczniają się z następującej porównawczej tabeli.

Stwierdzo-	Stany Zjedn.	Meksyk
na produktywna przestrzeń . .	4.500 mil kw.	25 mil kwadr.
Produkcja w r. 1920 . .	443.402.000 bar.	185.000.000 bar.
Liczba prod. szybów . .	258.600	200
Przeciętna dzienna prod. szybu. . .	4—9 baryl.	2.600 baryl.
Stwierdzony zapas ropy	5—6 miljardów baryl.	300—400 miljonów baryłek

[1]) Garfias, The Oil Region of Northeastern Mexico. Econ. Geology, 1915, vol. X, № 3.—Fr. Clapp, The occur. of Oil a. Gas Deposits assoc. with quaquaversal Structure. Econ. Geol., 1912 vol. VII, № 4. — De Golyer, The Effect of igneous intrus. on the accumul. of Oil in the Tampico-Tuxpam Region, Mexico. Econ. Geol., 1915, vol. X, № 7. — Ordonez, The Oil Fields of Mexico. Trans. Am. Inst. Min. Eng., vol. 50, 1914 i Oil in Southern Tamaulipas, Mex. Tran. Am. Inst. Min. a. Metal. Eng., vol LXI, 1920. — Huntley, The Mexican Oil Fields. Am. Inst. Min Eng., Bull. 105 i 106, 1915.

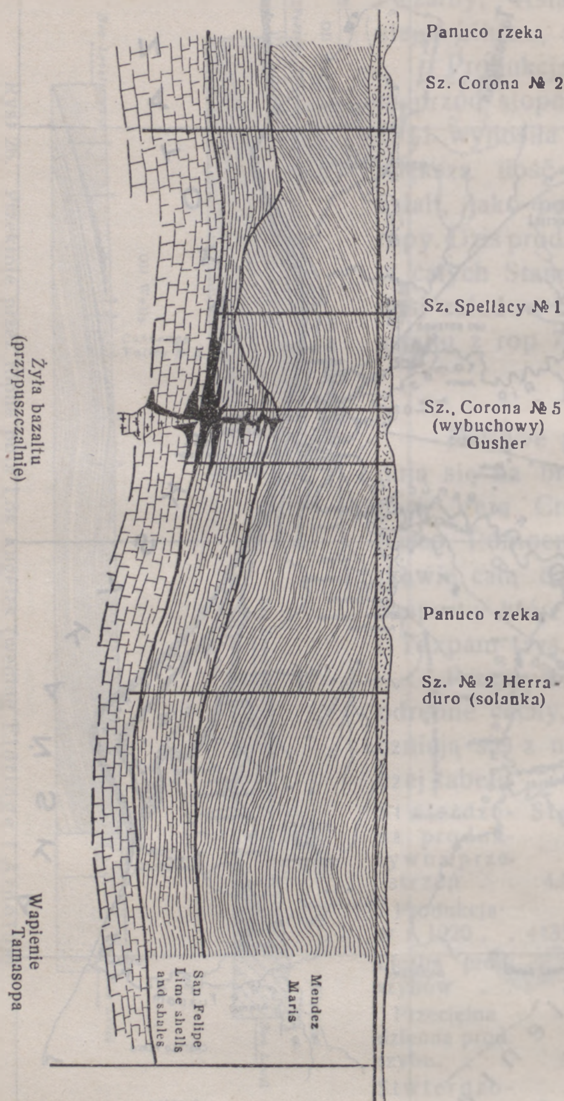
Indywidualna wydajność szybów jest 530 razy większą od wydajności szybów w St. Zjednoczonych, a zapas określa się jakie 15 razy



Rys. 27. Ropne pola Meksyku (Panuco i Tuxpam) i główne stożki bazaltu i potoki lawy (według S t a u b a). Skala 1 : 2 000 000.

mniejszy. Produkcja w r. 1917 wynosiła 55 miljon. baryłek, w r. 1918—63 milj. baryłek, w roku 1919—87 milj. baryłek, w r. 1920—163 milj. bar. i w r. 1921—220 milj. baryłek.

Produkcja podtrzymuje się i wzrasta głównie wydajnością kilku szybów, z których Juan Casiano № 7 i Potrero del Llano № 4 w Huasteca są od lat 10-ciu nadzwyczajnemi samopłynnemi szybami. Życie tych szybów jest wyjątkowo długiem. Większa część ropy jest asfaltową, ciężką od 0,985 do 1,0; ropa w Ebano (okręg Panuco) nie może być przepędzoną przez rurociągi bez nagrzewania tejże. Dzisiaj są już ropy więcej lekkie 0,937—0,927 ze znaczną zawartością benzyny (pola Furbero w Tuxpam). Słona woda towarzyszy ropie, a w niektórych miejscach woda jest gorąca. Ostatniemi czasy niektóre bardzo wydajne pola zostały zatopione słoną wodą.

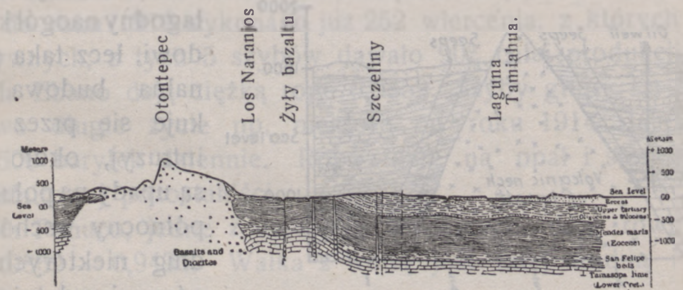


Rys. 28. Przekrój przez pole Panuco (według Huntley).

Topograficzne cechy stanów Tamaulipas i Vera Cruz zależą od położenia ich wzdłuż brzegu zatoki Meksykańskiej, jak również od przedłużenia brzeżnej równiny Texas i Louisiana. Szerokość tej równiny w północnym Vera Cruz wynosi zaledwie 50 mil. Cała ta przestrzeń zbudowana z warstw osadowych, które są przerznięte licznemi żyłami (dejkami), stożkami i intruzjami skał wulkanicznych. Warstwy osadowe leżą naogół spokojnie i są więcej zaburzone tylko w miejscach bezpośrednio około większych mas skał wybuchowych. Dalej na zachód wzdłuż stoku gór Sierra Madre Oriental pokłady są mocno pofałdo-

wane, a strefa przejściowa pomiędzy stokiem gór a równiną ma charakter tarasowaty i pagórkowaty.

Wysokie centralne wzniesienie Meksyk jest zbudowane ze skał wybuchowych. Ku wschodowi wzniesienie to (5.000 — 8.000 stóp n. p. m.) ostro zniża się wzdłuż zatoki Meksykańskiej i tu wzdłuż stoku Sierra Madre Oriental występują pofałdowane warstwy kredowe, dalej ku wschodowi monoklinalnie zanurzające się pod utwory trzeciorzędowe i czwartorzędowe. Strefa roponośna jest właśnie położoną na tem monoklinalnem zgięciu. Kredowe warstwy są zapoczątkowane serją szarych zbitych wapieni o miąższości do 3.500 stóp. Dolna partja tej serji uważana za dolną kredę (właściwie górna część środkowej kredy—cenoman) o miąższości do 3.000 stóp słynie pod nazwą wapieni Tamasopa (rys. 28). Wapienie te zawierają w niektórych miejscach dużo skamielin i mają wyraźny zapach ropny. Ropa znajduje się w tych wapieniach, zwłaszcza w ich porowatych i szczelinowatych partjach w łączności ze słoną wodą.



Rys. 29. Przekrój przez pole Los Naranjos (według H u n t l e y) (patrz rys. 27).

Wyżej leży formacja wapieni i łupków San Felipe górnej kredy (dolny senon); łupki przeważnie tworzą stropową część formacji. Ten stratygraficzny poziom jest głównym ropnym poziomem. Wapienie tworzą idealny zbiornik ropny, zwłaszcza gdy są zdruzgotane i pofałdowane jak około wulkanicznych intruzyj.

Ropę otrzymuje się albo z takich porowatych wapieni, albo i nawet częściej na różnych poziomach z łupków. Otwory wiertnicze zatrzymują zwykle w wapieniach San Felipe, lecz ropa prawdopodobnie postępuje z wapieni Tamasopa przez szczeliny. Samopłynny szyb wybuchowy Potrero № 4 zatrzymany był na głębokości wapieni San Felipe, lecz wyrzucał on wiele odłamków skał z serji Tamasopa.

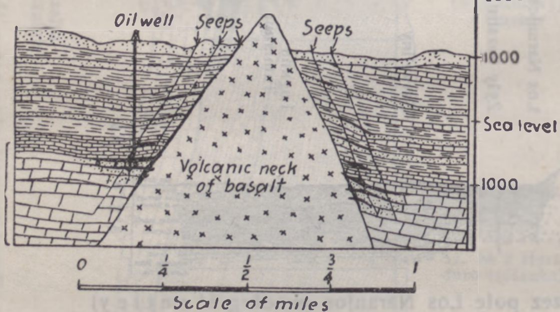
Na formacji San Felipe leżą niezgodnie pokłady serji jednostajnych margli i glin (eocenowe czy też górnego senonu łupki Mendez) o miąższości 2.000 — 3.000 stóp. Ta formacja skał nieprzepuszczalnych stanowi doskonałe pokrycie (cap rock) ropnych zbiorników.

Niektóre otwory otrzymują ropę z formacji Mendez z jej dolnej partji.

Przemieszczenie ropy w takich nieprzepuszczalnych warstwach mogło uskutecznić się tylko wzdłuż powierzchni uwarstwowienia, a bazalty służyły za barjerę, która utrzymywała ropę i dawała jej kierunek tylko w jedną stronę.

Niezgodnie na tej serji leży serja (około 700 stóp) szarych margli, bogatych w skamieliny (*Orbitoides* i *Lepidocyclina*) i łupków, przewarstwowionych piaskami i konglomeratami. Ta serja oligocenu i miocenu (San Fernando i Tuxpam) nie ma znaczenia dla akumulacji ropy, jednak w niektórych miejscach ropa zbiera się i osiąga w tych porowatych skałach ilości prawie przemysłowe (rys. 29).

Dejki, intruzje i sztoki bazaltowych skał przecinają utwory osadowe[1]). Prawie wszystkie naturalne przejawy ropne są złączone z takiemi wybuchowemi skałami. Niektóre wystąpienia bazaltu są okrążone setkami wycieków ropnych (rys. 30).



Rys. 30. Przypuszczalne stosunki pomiędzy wystąpieniem ropy i stożkiem bazaltu (według C l a p p).

Pokłady mają upad łagodny naogół ku wschodowi, lecz taka monoklinalna budową modyfikuje się przez wpływy intruzyj, około których są upady na południe i na północny wschód. Według niektórych geologów najwydatniejsze szyby są położone tam, gdzie budowa zbliża się do kopuły i jednocześnie zdruzgotanie skał jest największem. Szczeliny w skałach osadowych są zajęte żyłami bazaltu i towarzyszą im wycieki asfaltu i gazy.

Wedle G a r f i a s a w strefie roponośnej są naznaczone trzy antyklinalne wypiętrzenia w kierunku N—S: około Ebano, drugie między Mendez i Chila, a trzecie pomiędzy Tamos i Ochoa. W rejonie Panuco przechodzą co najmniej dwie z tych linij. Inni geologowie stwierdzają również, że pola ropne leżą na antyklinalnych wypiętrzeniach.

Związek ropnych pól z intruzjami bazaltu może być wytłumaczony tem, że skały wybuchowe wykorzystały kierunki najmniejszego oporu wzdłuż uskoków i antyklinalnych wypiętrzeń; z drugiej strony

[1]) S t a u b u. L a g l e r, Ueber eine erloschene vulkanische Tätigkeit in der Golfregion des nordöstlichen Mexiko. Zeitschr. f. Vulkanologie, 1922, B. VI.

intruzje bazaltu miały pewien wpływ na układ i budowę skał i stworzyły najwięcej pomyślne warunki dla lokalizacji ropy, która została wyciśniętą ciśnieniem gazów. Możebnem jest również, że w wapieniach Tamasopa i San Felipe lokalizacja ropy była osiągniętą wskutek ciepła bazaltów.

Serja pokrywających skał (cap rocks) ma tu tak znaczną miąższość, że naturalne wycieki ropne mogą być tylko około szczelin bazaltowych intruzyj.

Pierwszy świdrowy otwór przewiercono w Meksyku w roku 1882 około San Juan Baptisto, jednak otrzymano mało ropy, wobec czego przemysł naftowy zaniechano tutaj do r. 1900. Następny nowy otwór ukończono w r. 1901 i ten otwór dał dziennie 50 baryłek ropy. Rząd meksykański w celu rozwoju poszukiwań naftowych zarządził na przeciąg dziesięciu lat liczne ulgi przywozowe dla przemysłu i prawo wolnego wywozu produktów ropnych. W r. 1906 odstąpił rząd obszerne przestrzenie rządowych terenów ropnych prywatnym przedsiębiorstwom w Stanach Vera Cruz i Tamaulipas. Z powodu tych ulg i zarządzeń do roku 1912 wykonano już 252 wiercenia, z których 64 było produktywnych; z tych 5 szybów dawało 90% całej produkcji.

Pola Ebano dają ciężką ropę 0,9859. Szyby grupy La Pez mają wyjątkowo długie życie np. niektóre od roku 1914 dają po dziś dzień 1.500 baryłek dziennie. Ropa idzie na opał i służy do produkcji asfaltowej pozostałości.

Pola Panuco, jedne z najwięcej wydajnych, dają również ropę ciężką 0,9859 — 0,9490. Walka z wodą jest tutaj trudną i obecnie pole jest zagrożonem.

Pola Huasteca w południowej części Tampico dają ropę 0,9395—0,9271. Tu był jeden z najwięcej produktywnych szybów Dos Bocas № 3, który dawał od 40.000 do 100.000 baryłek dziennie. Szyb spalił się i później zaczął dawać ledwie 300—400 baryłek dziennie z gorącą wodą. Gazy tego szybu zawierały na 1.000 części gazu—22,6 części H_2S. Wiadomo, że już 11 części H_2S na 1.000 części powietrza są zabijającemi, przeto i praca na szybie tym była nader niebezpieczną. Obecnie są tu nowe pola—Casiano, Cerro Azul i Potrero del Llano; ropa jest lżejszą. Szyb Casiano № 7 dawał od roku 1910 po 20 — 25.000 baryłek dziennie, w roku 1915 szyb dał 39.000.000 baryłek i ta wydajność uważaną jest za rekordową. Takim samym prawie szybem był otwór Potrero № 4, który dał od początku 115 milj. baryłek. Pola Potrero są dzisiaj najwięcej wydajnemi.

Naogół ropy Meksyku zawierają dużo siarki, do 2,59%; dają 12,37% lekkich produktów, a asfaltu do 44,07%. Ropę surową Meksyku na światowym rynku dzielę zwykle na trzy gatunki: Panuco Crude, Tuxpam Crude i Mexican Fuel Oil. Ropa Tuxpam Crude obejmuje wszystkie ropy z południowych pól, lżejsze od ropy Panuco

czyli północnych pól. Pod nazwą Mexican Fuel Oil rozumieją surową ropę Panuco, która przez słabe nagrzewanie została zwolnioną od części lekkich destylatów i może być używaną już bezpośrednio na opał; ten produkt znacznie różni się od rosyjskiego „mazutu", który otrzymują po odpędzeniu od ropy całej ilości lekkich destylatów (benzyny i nafty); taki proces słabego nagrzewania ropy nazywają Amerykanie „topping" czyli „skimming" — odszumować. Objawy naturalne są w niektórych miejscach w postaci znacznych złóż asfaltu, tak zwanych „chapopote", którym zwykle towarzyszą i wycieki płynnej ropy.

Według opinji amerykańskich rzeczoznawców nadzwyczajna wydajność i długotrwałość poszczególnych szybów były przyczyną pewnej przesady w stosunku do potencjalnych zapasów ropy w Meksyku. Taką wydajność szybów tłumaczą porowatością skał-zbiorników i znaczną miąższością otaczających ropnych skał. Również przypuszczają, że ropa znajduje się tutaj prawdopodobnie pod ciśnieniem hydrostatycznem wody, a nie gazów. Przy takich warunkach może być małą ilością szybów wzięta taka ilość ropy, któraby przy innych warunkach potrzebowała setek szybów. Zawodnienie szybów słoną wodą grozi przemysłowi ropnemu znacznem zmniejszeniem produkcji.

W roku 1921 produkcja w Meksyku wyniosła 220.000.000 baryłek, a więc około połowy produkcji Stanów Zjednocz., lecz stwierdzone zapasy i przyszła wydajność szybów nie są w stanie utrzymać produkcji na takiej wysokości. Nie jest jednak wykluczonem, że nowe poszukiwania poza granicami znanych pól pozwolą przemysłowi ropnemu w Meksyku utrzymać swoje pierwszorzędne znaczenie.

* * *

Połączenie morskich osadów mezozoicznych i wulkanicznych najnowszych utworów, cechujące budowę Meksyku, powtarza się w budowie And na południu i w Coast Range w Kalifornji. Te grzbiety górskie są tym systemem fałd, który rozpoczął tworzyć się po uspokojeniu ruchów wzdłuż peryferji garbu kanadyjskiego (Laurentia według koncepcji Suessa) na miejscu pogrążenia części tych starszych górskich utworów. Chociaż złoża Meksykańskie są podporządkowane poziomom kredowym równie jak złoża typu „stratum" Louisiany i południowego Texasu, lecz są one złączone z temi wahaniami się granic pomiędzy lądem i morzem, które powtarzały się i na miejscu Coast Range i Sierra Nevady w Kalifornji nieco później. To następstwo ruchów, połączonych z powstawaniem systemu Andyjskiego, pozwala prowincje ropne Louisiany, Meksyku i Kalifornji złączyć w jedną grupę, dla której stałym lądem były przestrzenie na północy dla Louisiany i Meksyku, a dla Kalifornji na wschodzie.

Jednak na obszarze Meksyku zostały stwierdzone i inne geologiczne jednostki, które mogą być połączone przez Arizona i płaskowzgórze Colorado z Górami Skalistemi. Widzieliśmy, że Apalachy z ich przedłużeniem w górach Ozark i Ouachita otaczają ze strony południowo-wschodniej i południowej garb Laurentia. Według interpretacji Suessa są te góry ostatnim śladem zachodniej gałęzi systemu fałd Ałtaid Eurazji (systemy Armorikańska i Wariscyjska, czyli Hercyńska Europy zachodniej). Z drugiej strony również od Azji systemy fałd Azjatyckich są przerzucone przez przesmyk Beringa od Ameryki i rozwijają się tu w fałdy Rocky Mountains, otaczające garb Laurentia z zachodu. Apalachy i Góry Skaliste są gałęziami jednej wspólnej genezy, chociaż może niezupełnie jednoczesnej. Ruchy górotwórcze na miejscu i wzdłuż Gór Skalistych powtarzały się jeszcze długi czas potem jak przed czasem permskim fałdy Apalachów skamieniały bez następnych zanurzeń i ruchów potomnych, które obejmowały fałdy Ałtaid na miejscu następnych fałd Alpejskich. Odpowiednio do takich dziejów geologicznego rozwoju Gór Skalistych spotykamy tam utwory od kambru do trzeciorzędu. Zupełnie analogicznie do budowy zachodniego stoku systemu Apalachów możemy oczekiwać i na wschodnim stoku Gór Skalistych powtórzenia warunków sedymentacji przybrzeżnych i lagunowych, a więc i faciesów bitumicznych i węglowych. Takie przypuszczenia uzasadnione wiedzą geologiczną zaczynają się sprawdzać i dzisiaj możemy już mówić o obszernej roponośnej prowincji Gór Skalistych.

Pola naftowe prowincji Gór Skalistych.

Pola naftowe są rozrzucone na ogromnej przestrzeni w zachodnich stanach Stanów Zjednoczonych jak: Colorado, Wyoming, Montana, North Dakota i Utah, wzdłuż wschodniego stoku Gór Skalistych, a częściowo i w Wielkiej kotlinie (Great Bassin) na zachód od nich. Produkcja rozwija się tu bardzo prędko: w r. 1917 produkcja wynosiła 9 miljonów baryłek, a w r. 1922 tylko w stanie Wyoming już ponad 26 miljonów baryłek (więcej jak pięciokrotna wydajność Polski). Pola Salt Creek w Wyoming mają dzienną produkcję około 10.000 baryłek. Ropne poziomy w Wyoming zostały stwierdzone od górnego karbonu do trzeciorzędu. Najwięcej produktywnemi, które dają dzisiaj największą wydajność, są poziomy górnej kredy (grupy Colorado i Montana). Ropa (główne pole w Wyoming Salt Creek) jest wysoko-gatunkową parafinowej bazy z wielką zawartością gazoliny. Ropa poziomów permskiego i pennsylvanian jest ciężką, czarną, w wapieniach. Inne poziomy są w piaskowcach, a nasycenie jest niższe aniżeli w paleozoicznych utworach Mid-Continent. Zwykłą formą tektoniczną złóż jest zamknięta antyklina, czyli brachyantyklina. Woda towarzysząca ropie niezawsze jest słoną. Niektóre pola dają tylko gaz.

Najwięcej charakterystyczną cechą tej prowincji jest znacznej miąższości serja lagunowych utworów górnej kredy (piętro danien) znanych pod nazwą grupy Larami. Serja jest złożoną z łupków i piaskowców przewarstwowionych wapieniami i marglem z licznemi pokładami węgla, jakościowo zmieniającego się od lignitu do bitumicznego.

Podobny lagunowy i lądowy charakter mają i warstwy niżej senonu czyli grupy Fox Hills (serji Montana); głębsze partje serji Montana i Colorado, które są najwięcej ropnemi (piaskowce Shannon w grupie Montana, piaskowiec Wall Creek w grupie Colorado). Cała ta serja klastycznych osadów zapełniała obszerne zagłębie, które stopniowo zanurzało się. Warunki były pomyślne tak dla akumulacji materjału humusowego (pokłady węgla), jak i bitumicznego (pokłady łupków palnych i ropne poziomy). Epoka takiej sedymentacji zakończyła się w wieku piętra danien (Larami); pokłady były zebrane w fałdy, na których transgresywnie leżą warstwy eocenu również brzeżno-lądowego typu, z rozpowszechnionemi w nich łupkami palnemi.

Możemy więc podkreślić ogromną różnicę między prowincjami Apalachów i Mid-Continent z jednej strony i prowincji Gór Skalistych. Stałym lądem dla pierwszych były prastare kaledońskie (przeddewońskie i starsze) fałdy na północy i północnym zachodzie (Laurentia Suessa), a osady prowincji Gór Skalistych powstawały na miejscu rozczłonkowanych na części lub osuniętych do dołu starych fałd Gór Skalistych. Takie osunięcie nigdzie nie doszło tu do stopnia powstawania geosynkliny, jak na miejscu hercyńskich fałd pod Alpami, lecz długotrwałość procesu (cały czasokres mezozoju i kenozoju) rozczłonkowania przy stałej równowadze pomiędzy sedymentacją i zanurzeniem podłoża przyprowadziła do nagromadzenia osadów nadzwyczajnej miąższości: Kootenai formacja — do 2000′, Colorado — do 2400′, Montana do 4350′, Larami i eocenu — do 7500′, przyczem miąższość tych seryj znacznie waha się w różnych zagłębiach nawet bliskich. Można również podkreślić, że w stanie Colorado, górna partja grupy Montana (Fort Pierre) jest więcej głębokowodną i nadzwyczajnej miąższości (do 6000′); tam pozostaje ona roponośną tylko w wyjątkowych wypadkach (pola Florence). Prowincja Gór Skalistych ma największe podobieństwo do prowincyj północno-wschodniego Texasu i północnej Louisiany.

Wyoming.

Pola Salt Creek [1]) mają wyraźną brachyantyklinalną budowę o długości antykliny do 18 mil i szerokości około 6 mil z dwoma kopułami (Salt Creek Dome i Teaport Dome); stok wschodni antykliny

[1]) Wegemann, The Salt Creek Oil Field, Wyoming. U. S. Geol. Surv. Bull. 670, 1917.

jest łagodny, a zachodni ma większy upad. Kilka uskoków przecinają tę kopułę wpoprzek. Miąższość piasków (piaskowców) zwłaszcza grupy Colorado wynosi 25 i więcej stóp. Ropę otrzymują również z łupków, otaczających piaskowce, w ilości do 1500 baryłek dziennie. Łupki są na tyle cienko porowate, że ropa trzyma się tylko w szczelinach łupków. Ropa w piaskowcach i łupkach jednogatunkowa, lecz w piaskowcach zawiera więcej gazu.. Ciśnienie gazów jest znacznem i otwory wyrzucają często odłamki kalcytu z żył jego w łupkach; możebne, że ropa w łupkach pochodzi z poziomu piaskowców pod niemi. Szczeliny przecinające warstwy na kopułach mają przedłużenie i na ograniczający stok synkliny na zachodniej stronie, a ropa jest wyciśniętą również w łupki tej synkliny, natomiast piaskowce w synklinie są wypełnione tylko wodą. Ropa w piaskowcach jest rozmieszczoną w zależności od ich porowatości, a więc grubości ziarna i ilości cementującego materjału. Porowatość piaskowców waha się od 25,8%—7,6%. Ropa leży więc nie w prawidłowym poziomie, lecz niejednostajnie, tak zwanemi „pay streaks“ w piaskowcach słabo nasyconych. Granica pomiędzy piaskami ropnemi i wodnemi na stokach fałdu jest prawidłową na głębokości 150 stóp niżej grzbietu fałdu. W szczelinach na samej kopule nad ropą były spotykane żyłki ozokerytu z kalcytem.

Ośrodkiem rafineryjnym w Wyomingu jest miasto Casper, około którego znajdują się pola Salt Creek, Big Muddy i inne środkowego Wyomingu.

W Lander i Cirkle Ridge Dome (Big Dome, Little Dome) ciężką ropę otrzymuje się z pokładów permskich i pennsylvanian (serja Embar), w innych znowu miejscowościach z łupków i piaskowców dolnej kredy (Dakota Sandstone [1]).

Montana.

W tym stanie mają znaczne rozpowszechnienie skały wybuchowe czasu pokredowego i stan jest słynny ze swoich złóż kruszcowych, natomiast ropne złoża są zbadane jeszcze słabo. Największe pola leżą na granicy Wyoming. Ropne poziomy są w grupie Kootenai pod grupą Colorado przeważnie, częściowo w jurze (Ellis formation) i nawet w pennsylvanian [2]).

W Montana zwrócono uwagę na szerokie rozpowszechnienie na pograniczu w stratygraficznym przekroju pomiędzy jurą (Ellis forma-

[1]) Schultz, Oil possib. in and around Baxter Basin, Wyoming. U. S. Geol. Surv, Bull. 702, 1920. Por. również Bull. 621—L.

[2]) Stebinger, Collier, Hancock w U. S. Geol. Survey, Bull. 661—E, 641—C, 691—D.

tion) i kwarcytami pennsylvanian (Quadront quarzite) niezgodnego uwarstwowienia, cechującego się serją piaskowców i fosfatowych łupków, miejscowo w spągu jak bogatych fosforytowych pokładów (Phosphoria formation). Ostatniemi czasy w tej fosforytowej formacji zostały znalezione oolitowe łupki jednocześnie fosforytowe i bitumiczne w takim stopniu, że mogą być używane dla destylacji na oleje. Znacznie wyżej w przekroju takież łupki bitumiczne i fosforytowe są w serji piaskowców, łupków i wapieni słodkowodnych wieku trzeciorzędowego w zagłębiu Maddy Creek; miąższość tych łupków dochodzi do 100 stóp; wspólnie z niemi znajdują się cienkie pokłady lignitu. Fosforyty znajdują się przeważnie w oolitowych łupkach i kwas fosforowy cały pozostaje w popiole łupków, więc znajduje się w postaci nieorganicznego związku (por. str. 28).

Colorado.

Ropne poziomy spotkane przeważnie w grupie kredowej Montana (serja Fort Pierre) i Colorado (Niobrara i Benton serji), asfalt w serji Dakota. Pola Florence[1]), główny naftowy teren Colorado w jego południowo-środkowej części, są położone w synklinalnem zagłębiu w Górach Skalistych. To zagłębie nazywają Canon City. Głównym ropnym zbiornikiem są łupki serji Pierre bardzo jednostajne i zupełnie nie zawierające piaskowców. Synklina zapełniona utworami kredowemi i serją Larami. Upad pokładów bardzo łagodny, słabe wtórne fałdy przechodzą w nieznaczne uskoki. Z temi zaburzeniami są złączone luźne szczeliny, które mają kierunek biegu takich fałd i flexur. Formacja Pierre morskiego charakteru ma tu miąższość do 2500 stóp i ropa jest lokalizowaną w szczelinach. Słoną wodę spotykano tylko w najgłębszych szybach. Szyby ułożone wzdłuż jednego systemu szczelin komunikują się między sobą. Szyby położone bardzo blisko jeden od drugiego mają ropę na niejednakowych poziomach; silna wydajność gazów w niektórych płytkich szybach prowadzi do zniknięcia produkcji na znacznie większej głębokości w sąsiednich szybach, wskutek zmniejszania gazowego ciśnienia. Szyby głębsze odciągają produkcję od bliskich szybów płytkich; szyby bliskie na jednej głębokości mają ciśnienie gazowe niejednakowe. Wszystkie te cechy służą dowodem, że ropa nie jest tu złączoną z formą pokładową, lecz tylko z szczelinami. Ropa jest średnio ciężką (0,875) parafinowej bazy.

W innych złożach, jak Boulder, serja Pierre zawiera piaskowce i piaski, które właśnie są ropnemi.

---

[1]) Washburne, The Florence Oil Field, Colorado. U. S. Geol. Surv. Bull. 381, 1910.

Utah.

W zagłębiu Green River ropa i gaz zostały stwierdzone w pokładach kredy i jury przeważnie w soczewkach piaskowców. W zagłębiu Salt Lake[1]) otrzymano gazy w starych jeziornych utworach, a na północnym brzegu tego jeziora są wycieki asfaltu, przypominające takie wycieki asfaltu na jeziorze Martwem w Palestynie. Z dna jeziora źródła wynoszą odłamki asfaltu, które tworzą niewielkie pływające wysepki. Siedzibą takiego asfaltu są jego pokłady na głębokości do 80 stóp niżej dna jeziora. Takie pokłady przewarstwowione glinami zostały stwierdzone do głębokości 140 stóp. Asfalt naokoło wycieków cementuje wapienny oolit na dnie jeziora w bitumiczny wapień, którego wysepki są rozmieszczone prostolinijnie, naprowadzając na przypuszczenie, że wycieki są złączone z pewnym kierunkiem szczelinowym i pochodzą z większych głębin, ze skał pod dnem jeziora. Asfalt z dna jeziora i jeziornych osadów wydobywają zapomocą świdrowych otworów gorącą parą w postaci płynnej masy w ilości wielu baryłek dziennie.

Inny typ złoża asfaltowego znajduje się na granicy Colorado i Fort Duchesne Dragon[2]). Złoże przedstawia żyły dżilsonitu (gilsonite) i uintaitu (więc asfaltitów) w piaskowcach, wapieniach i łupkach górnego eocenu, na znacznej przestrzeni synklinalnego zagłębia. Żyły mają długość do 1,5 mili a nawet do 8 mil o miąższości od 0,5 do 5 m i są odbudowywane do głębokości 200 m. Około boków żył dżilsonit ma budowę słupkowatą i często zawiera w swej masie odłamki bokowych skał. Dżilsonit, znany tu też pod innemi nazwami jak wurcytit, nigrit jest w postaci kruchej masy, czarnej barwy o błyszczącym muszlowym przełomie. Odłamki bokowych skał świadczą, że masa asfaltitu była w stanie plastycznym, koniecznym, aby utrzymać takie odłamki i również w stanie dostatecznie płynnym, aby masa mogła impregnować te same skały do stanu asfaltowych piaskowców i wapieni. Górnicze roboty wymagają używania lamp bezpieczeństwa, ponieważ cienki asfaltowy pył z powietrzem daje mieszaninę wybuchową. Należy bardzo uważnie obserwować siatki lampy bezpieczeństwa, gdyż nader prędko zalepiają się roztopionym asfaltem. Wydobyty materjał kruszą i w takiej postaci używa się go do fabrykacji laków i w elektrotechnice. Wydobycie asfaltu w ostatnich latach wynosiło około 30.000 — 34.000 ton rocznie.

Podczas wojny w Utah County około 90 mil od Salt Lake City rozpoczęto roboty na żyłach ozokerytu. Ozokeryt zjawia się tu jako

---

[1]) Boutwell, Oil a. Asphalt Prospects in Salt Lake Basin, Utah. U. S. Geol. Surv. Bull. 260, 1905.

[2]) Eldridge, The Asphalts a. Bituminous Rock Deposits of the Un. States. U. S. Geol. Surv. 22 Ann. Report, part. 1, 1901.

zapełnienie systemu szczelin w strefie rozkruszenia piaskowców i łupków bitumicznych. Poszczególne żyły mają grubości do 5—6 stóp, lecz ozokeryt tworzy w nich sieć żyłek od najcieńszych do 22 cali. Pierwsze topienie masy prowadzi się przy temperaturze od 54° do 70° C. Oczyszczony przez ponowne wygotowanie w wodzie ozokeryt idzie na rynek. W roku 1918 wydobyto tu takiego ozokerytu 37 ton.

* * *

Prowincja Gór Skalistych zaczyna dziś zwracać na siebie wielką uwagę. Według najnowszych obliczeń zapasy ropy w Wyoming mogą wynosić do 525 miljonów baryłek; w Montana, Nebraska, Utah i innych stanach razem do 180 miljonów — a więc zapas jednakowy z pozostałym w prowincjach Apalachskich.

Jeszcze na większą uwagę zasługują obszerne pola bitumicznych łupków palnych w stanach Wyoming (Green River Basin i Southern Red Desert Basin), Utah i Colorado (Uinta Basin) [1]). Łupki należą do serji utworów trzeciorzędowych, przeważnie eocenu. Na powierzchni mają one przeważnie białe zabarwienie, lecz w rzeczywistości są to cienkie przewarstwowienia stref szarych, błękitnawo-szarych i białych. W świeżym stanie łupki mają barwę szaro-błękitną i do ciemno-brunatnej. Łupkowatość występuje zwykle wyraźnie po wypaleniu z łupków oleju. Niektóre z najbogatszych łupków mają przełom błyszczący jak węgle. Świeży przełom daje jeszcze zwykle zapach nafty. Istnieją wszystkie stopnie między łupkami, o zbitej masywnej budowie i łupkami o budowie prawie papierowej. Łupki zawierają do 55% lotnych składników i od 45% do 79% popiołu. Surowy olej z łupków daje zwykle od 6—12% gazoliny, 28,5—49% nafty, 1,63—7,70% parafiny i 0,41—1,42% siarki.

---

[1]) Winchester, Oil Shale the Uinta Basin. U.S. Geol. Surv. Bull. 691—B, 1918.

Wydajność wymienionych obszarów ropnych w Stanach Zjednoczonych w przeciągu czterech ostatnich lat daje następna tabela w baryłkach.

	1919	1920	1921	1922
Apalachski	31.830.000	30.630.000	30.574.000	29 204.000
Lima-Indiana	34.86.000	3.060.000	3.302.000	2.256.000
Illinois.	11.960.000	10.774.000	10.044.000	10.211.000
Mid-Continent	193.147.000	250.111.000	256.085.000	305.789.000
Gulf.	23.366.000	27.682.000	34.160.000	35.368.000
California.	101.183.000	103.377.000	114.709.000	139.671.000
Rocky Mountain . . .	13.383.000	17.282.000	20.765.000	28.698.000
Inne pola.	12.000	13.000	—	—
RAZEM . . .	378.367.000	442.929.000	469.639.000	551.197.000

Produkcja pomiędzy poszczególne stany wypada:

	1919	1920	1921	1922
Arkansas	—	—	10.190.000	12.097.000
California.	101.183.000	103.377.000	114.709.000	139.671.000
Colorado	121.000	111.000	108.000	97.000
Illinois.	11.960.000	10.774.000	10.044.000	9.363.000
Indiana	972.000	945.000	1.163.000	1.084.000
Kansas.	33.048.000	39.005.000	36.232.000	31.588.000
Kentucky	9.278.000	8.738.000	8.950.000	8.981.200
Louisiana.	17.188.000	35.714.000	26.523.000	34.171.000
Montana	90.000	340.000	1.435.000	2.369.000
New York.	851.000	906.000	980.000	1.000.000
Ohio	7.736.000	7.400.000	7.333.000	6.762.000
Oklahoma	86.911.000	106.206.000	113.978.000	146.631.000
Pennsylvania	8.137.000	7.348.000	7.434.000	7.443.000
Tennessee	15.000	14.000	12.400	9.800
Texas	79.366.000	96.868.000	103.322.000	116.670.000
West Virginia	8.327.000	8.249.000	8.003.000	7.026.000
Wyoming	13.172.000	16.831.000	19.221.000	26.232.000
Inne stany	12.000	13.000	—	—
RAZEM . . .	378.367.000	442.929.000	469.639.000	551.197.000

ROZDZIAŁ IV.

EUROPA.

PROWINCJE PALEOZOICZNE I MEZOZOICZNE.

Wzdłuż peryferji garbu Bałtyckiego możemy zaznaczyć kilka grup bitumicznych utworów analogicznych do pewnego stopnia utworom prowincji Apalachów, Kanady i Mid-Continent, lecz skala zjawiska tutaj jest mniej znaczną.

Szkocja.

Na fałdach systemu Kaledońskiego (wieku przed-dewońskiego i na początku tego czasokresu), otaczającego krańce garbu Bałtyckiego, leżą transgresywnie pokłady czerwonego piaskowca dewońskiego (old red Sandstone) i serja dolnego karbonu, zawierająca liczne pokłady łupków bitumicznych. Piaskowce dewońskie ku górze przechodzą stopniowo w piaskowce wapniste o znacznej miąższości, które odpowiadają dolnemu oddziałowi dolnego karbonu (dinantien); wyżej leżą wapienie górne (Mountain limestone). Te dwa oddziały odpowiadają całemu mississippian Stanów Zjednoczonych. W górnej części Mountain limestone można wydzielić w Szkocji dolną serję węglową, czyli lower coal measures (measure—część), a która w środkowej Anglji jest zastąpioną przez serję łupków Yoredale z przewarstwowieniem wapieni bitumicznych. Na lower coal measures i na serji Yoredale leży tak zwany Millstone grit, serja łupków i grubych piaskowców (Millston—kamień młynarski, grit—gruz, kamienne odpadki), która pokrywa pokłady Coal measures czyli produktywną węglową formację Anglji. Millstone grit i dolna część Coal Measures odpowiadają oddziałowi Westphalien francuzów, a górna partja Coal Measures oddziałowi Stephanien. Oddziały Westphalien i Stephanien

są faciesy lądowe albo brzeżne utworów morskich, które nazywają piętrami moskiewskiem i uralskiem.

Stany Zjednoczone	Piętra morskie	Piętra lądowe	Anglja wogóle	Anglja środkowa	Szkocja
Pennsylvanian	Uralskie	Stephanien	Coal measures	Coal measures	
	Moskiewskie	Westphalien	Millstone grit	Millstone grit Yoredale shales	Millstone grit Lower coal measures
Mississippian	Dolny wapień węglowy	Dinantien	Mountain limestone	Mountain limestone	Mountain limestone. Łupki bitumiczne West Calder District. Wapienie Bourdie House. Piaskowce wapniste. Łupki Pumpherston. Piaskowce wapniste.
		Dewon	Old red Sandstone		Old red Sandstone

Zagłębia węglowe Szkocji [1]) zawierają węgle dolnych partyj, których jest tutaj 17 pokładów i jeden pokład węgla kennelskiego, znanego pod nazwą torbanita. Pokładom węgla towarzyszą zwykle pokłady żelaziaka węglowego (Blackband). Łupki bitumiczne są na dwu poziomach pod wapieniami; górny poziom (West Calder District) zawiera cztery i więcej pokładów przewarstwowionych pokładami marglu i piaskowca. Pod tym poziomem leżą znowu wapienie i piaskowce (kamień budowlany miasta Edinburgh) z licznemi cienkiemi warstwami węgla; na 180 m pod wapieniem leży dolny poziom łupków bitumicznych (łupki Pumpherston). Cała ta serja jest typowym faciesem lagunowym, w którym pokłady morskie (wapienie i niektóre piaskowce) są przewarstwowione pokładami brzeżnemi i lądowemi. Łupki dolnego poziomu są więcej obfite w produkty amoniakalne, a górne w węglowodory.

Typowy, najlepszy łupek jest drobnoziarnisty bez piasku, czarnej barwy lub brunatnej i trudno ulega zwietrzeniu; nożem łatwo daje się krajać, a łupki biedne jasne pod nożem łamią się. Cienka łupkowatość

[1]) Cadell, The Oil Shale Fields of the Lothians. Trans. Inst. Min. Eng. XXII, 1901. — Berg, Die schottischen Ölschieler. Z. f. pr. Geol. XXII, 1914.

tych łupków może być zaobserwowaną tylko po ich wypaleniu. Łupkowatość jest równoległą do uwarstwowienia lub nieprawidłową. Zwykle w łupkach znajdują się szczątki raków, ryb, a także szczątki roślinne, ostatnie przeważają w łupkach górnych poziomów.

Odbudowa łupków jest prowadzoną na zachód od Edinburgha i około zatoki Forth. Odbudowują cztery pokłady, dające około 120 litrów olejów na tonę (a więc 8,12%), wody amoniakalne i gazy. Przy pierwszej destylacji otrzymują oleje, które następnie destylują na naftę (c. gat. 0,860 do 0,880) i parafinę. Naogół łupki zawierają 25,5% lotnych produktów i 74,5% twardego ostatku. Rocznie przerabiają do 3.000.000 ton łupków, z których otrzymują około 350 miljonów litrów oleju. Ten przemysł daje Anglji do $^1/_3$ całego zapotrzebowania w naftę i do $^1/_2$ zapotrzebowania w parafinę. Przemysł ustalił się tu od roku 1845 i obejmuje obecnie do 100 rafinerji, gdzie zajęte jest co najmniej 10.000 robotników. Wartość łupków szkockich polega dziś nie tyle na zawartości w nich tego składnika, który daje produkty węglowodorowe (ten składnik nazywają Kerogen), ile na zawartości azotu, więc na wydajności amoniaku.

Cała węglowa serja jest pofałdowaną. W West Calder District i w innych okolicach serja tworzy wypiętrzenia w postaci kopuły. Podczas wojny były tu założone dwa szyby na wapieniach Mountain limestone [1]). Doszły one do piaskowców pod serją łupków na głębokości 609 i 761 m, jednakowoż bez dodatnich wyników. Ślady ropy i parafiny były napotykane przy odbudowie łupków w piaskowcach i około przecinających całą serję wulkanicznych intruzij (sills). Ropa ta różni się od olejów, które otrzymują przez destylację łupków i miejscowi geologowie mniemają, że ślady ropy pochodzą z dolnych pokładów po ostygnięciu skał wybuchowych. W północnej Szkocji były spotykane również ślady ropy w piaskowcach dewońskich i obydwa szyby były projektowane pogłębieniem do dewońskich warstw.

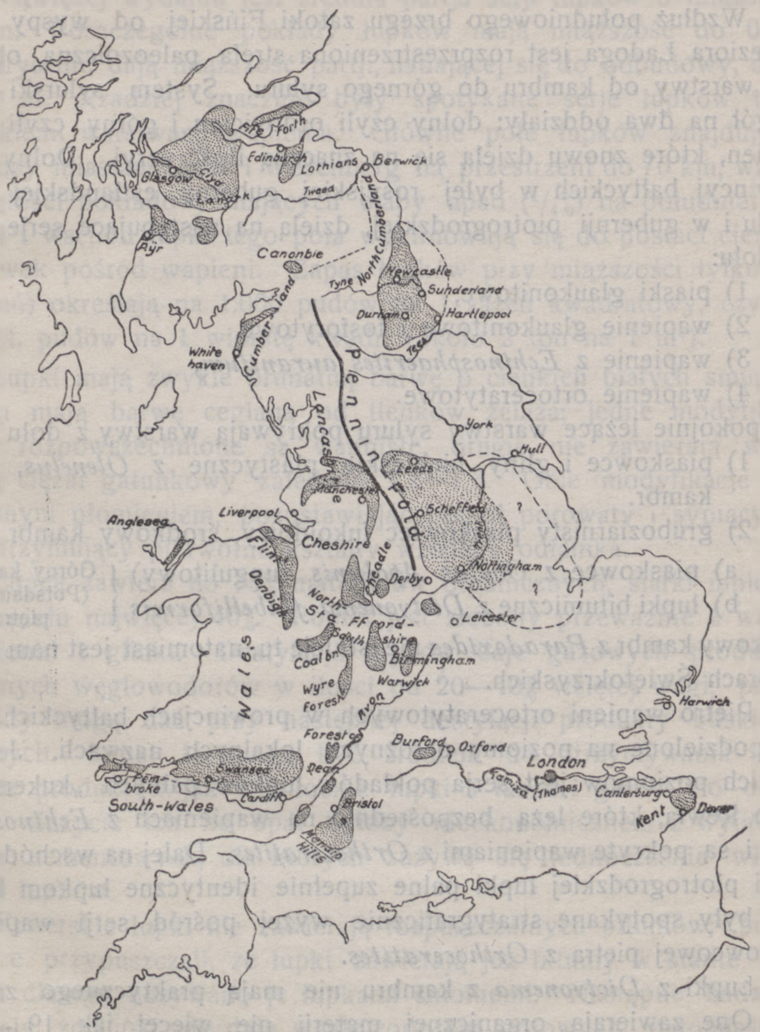
W środkowej Anglji wapienie serji Mountain limestone występują wzdłuż wyraźnej antykliny Pennine fold (rys. 31); na każdem ze skrzydeł tego siodła są wyraźne wtórne siodła, miejscowe wypiętrzenia o typie kopuł i monoklinalne tarasy, w których wapienie są pokryte serją łupków Yoredale, Millstone grit i produktywnemi pokładami. W wielu kopalniach węglowych na skrzydłach wypiętrzenia Pennine były w różnych epokach napotykane wycieki ropne na uskokach i w szczelinach. Podczas wojny na podstawie ogólnych geologicznych badań i analogji z zagłębiami węglowemi w Stanach Zjednoczonych

---

[1]) Veatch, Petroleum Resources of Great Britain. Am. Inst. Min. a. Metal. Eng. Bull. № 157, 1920.

Memoirs of the Geolog. Survey of Great Britain. Special reports on the Mineral Resources, vol. VII, 1920.

było założonych przez rząd angielski kilka wierceń poszukiwawczych w Derbyshire około Hardstoff (na zachód od Mansfield). Otwory założono na Coal Measures; jeden napotkał parafinę w szczelinach skał tej serji, znaczny dopływ gazu w Millstone grit i ropę (w roku 1920), w stropie wapieni (Mountain lim.) na głębokości 938 m w ilości do



Rys. 31. Zagłębia węglowe Anglji i Szkocji.

12 baryłek dziennie. Ropa miała ciężar gatunkowy 0,823, wydajność benzyny 7,5%, nafty 39%, parafiny 6%, oleju gazowego 20% i smarów do 30%. Trzy inne szyby napotykały gazy w ilości przemysłowej w Millstone grit i już dalej ich nie pogłębiano.

Zmiana warunków ekonomicznych po wojnie i prawo górnicze akcesyjne w Anglji zmieniły kierunek uwagi rządu, który spełnił swoje

zadanie. Geologowie określają, że w środkowej Anglji jest obszar 20.000 do 30.000 mil kwadr., który przedstawia poważną możliwość otrzymania przemysłowej ropy.

Prowincja Bałtycka.

Wzdłuż południowego brzegu zatoki Fińskiej od wyspy Dago do jeziora Ładoga jest rozprzestrzeniona strefa paleozoiczna, obejmująca warstwy od kambru do górnego syluru. System sylurski dzielą naogół na dwa oddziały: dolny czyli ordovicien i górny czyli gothlandien, które znowu dzielą się na znaczną ilość seryj. Dolny sylur prowincyj bałtyckich w byłej rosyjskiej gubernji estlandskiej około Rewlu i w gubernji piotrogrodzkiej, dzielą na następujące serje, licząc od dołu:

1) piaski glaukonitowe,
2) wapienie glaukonitowe i fosforytowe,
3) wapienie z *Echinosphaerites aurantium*,
4) wapienie ortoceratytowe.

Te spokojnie leżące warstwy syluru pokrywają warstwy z dołu:

1) piaskowce i gliny niebieskie plastyczne z *Olenelus*, dolny kambr.
2) gruboziarnisty piaskowiec fukoidowy, środkowy kambr.
   a) piaskowce z *Obolus Apollinis* (ungulitowy) } Górny kambr (Potsdamskie piętro,
   b) łupki bitumiczne z *Dictyonema flabelliformis* }

Środkowy kambr z *Paradoxides* nie istnieje tu, natomiast jest nam znany w górach Świętokrzyskich.

Piętro wapieni ortoceratytowych w prowincjach bałtyckich może być podzielone na poziomy o różnych lokalnych nazwach. Jednym z takich poziomów jest serja pokładów łupków palnych „kukerskich“ około Rewla, które leżą bezpośrednio na wapieniach z *Echinosphaerites* i są pokryte wapieniami z *Orthoceratites*. Dalej na wschód w gubernji piotrogrodzkiej łupki palne zupełnie identyczne łupkom kukerskim były spotykane stratygraficznie wyżej pośród serji wapienno-piaskowcowej piętra z *Orthoceratites*.

Łupki z *Dictyonema* z kambru nie mają praktycznego znaczenia. One zawierają organicznej materji nie więcej jak 19 — 22% a przytem zawierają dużo siarki (od 3 do 5%) w postaci pirytu. Natomiast łupki syluru, kukerskie, zawierają 45% lotnych produktów, koksu 15% i popiołu do 40%; ilość olejów przy destylacji wyraża się przez 20% wagi, a więc jest wyższą aniżeli w łupkach szkockich [1]).

---

[1]) Archangelsky, Zarys złóż łupków palnych w Rosji Europejskiej. Przemysł naftowy i łupków palnych. Wydawnictwo Wyższej Rady Narodowej Gospodarki. Piotrogród, 1920 (w języku rosyjskim). Literatura.

Hantze, Beiträge zur Kenntnis der Oelschiefer. Petroleum Zeitschrift, №29, 1922.

Łupki tworzą cienkie przewarstwowienia w. wapieniach, które, będąc zupełnie jasnej barwy, są również bitumicznemi i palą się słabym płomieniem. Wapień zbity ze spągu (z *Echinosphaerites*) nie jest już bitumicznym. Wapienie przewarstwowione łupkami są przepełnione skamielinami (trilobity, brachiopody).

Najwięcej wydajną jest średnia partja serji łupków o miąższości 6—8 m. Poszczególne pokłady łupków mają miąższość do 0,6 m i sumarycznie dają miąższość partji, nadającej się do odbudowy, około 3 — 4 m. Rzadziej znacznie były spotykane serje łupków tylko z cienkiemi warstwami wapienia. Główne pole łupków znajduje się pomiędzy miastami Jewe i Wezenberg na przestrzeni do 70 km, wzdłuż rozciągłości pokładów, mających słaby upad ($^1/_4$%) na południe. Na zachód i wschód łupki tego pola wyklinowują się do postaci cienkich warstewek pośród wapieni. Zapas łupków przy miąższości tylko 2 m (1 sążeń) określają na 1.000 pudów na 1 sążeń kwadratowy, czyli na 250 mil. pudów na 1 wiorstę kwadr. (około 2 ton na 1 m^2).

Łupki mają zwykle brunatną barwę o cienkich białych smugach, czasem mają barwę ceglaną od tlenków żelaza; jedne modyfikacje więcej rozpowszechnione są wapniste, drugie nie zawierają wapna i mają ciężar gatunkowy zaledwie 1,2—1,3. Obie modyfikacje palą się jasnym płomieniem, pozostawiając popiół porowaty i sypiący się, lecz utrzymujący pierwotne kształty wziętego odłamka.

Łupek zawiera do 75% materjałów organicznych, siarki mniej od 1%, popiołu najwięcej 40%. Popiół jest złożony przeważnie z wapna, krzemionki i glinki. Destylacja łupków daje gazowych produktów i płynnych węglowodorów w ilości od 20—40% wziętej wagi; płynne produkty mogą dać przy następnej destylacji produkty bliskie do naftowych. Łupki te mogą być źródłem do otrzymywania takich samych produktów jak i szkockie łupki a także i gazów do oświetlenia. Zużycie ich na opał byłoby nieekonomicznem z wyjątkiem pieców cementowych, dla których zużywa się jednocześnie właśnie popiół łupków.

Kukerskie łupki nie zawierają rozpuszczalnych bitumów; pierwsi badacze przypuszczali, że łupki zawierają już bitumy w stanie gotowym i dlatego nazywano je łupkami smolnemi. Następne badania [1]) pokazały, że łupki nie dają węglowodorów gotowych, natomiast zawierają pewien organiczny materjał, który przy nagrzewaniu łupków ulega rozkładowi i daje węglowodory. Organicznym materjałem tym jest skupienie kolonij kopalnych wodorostów nazwanych *Glaeocapsomorpha prisca* Zal. Jedne kolonje uległy znacznemu rozkładowi i przedstawiają tylko kłębki śluzu, w którym poszczególne ko-

---

[1]) Zaleski, Sur quelques Sapropelites fossiles. Bull. de la Soc. géol. de France, t. 18, 1917, № 8-9.

mórki już nie są rozliczalnemi; inne znowu pozostały z zupełnie zakonserwowanemi komórkami, pozwalającemi określić ich delikatną budowę. Najlepszej konserwacji uległy komórki wodorostów, znajdujące się w partjach łupków nieco wapnistych, jak gdyby wapień odegrał tutaj rolę środowiska konserwującego.

Łupek zawiera więc organiczną materję na tem stadjum nierozpuszczalnych bitumów, które powstawało z tłuszczów wodorostów, jako wynik dezoksydacji i polimeryzacji. Przez nagrzewanie ulegają te związki rozkładowi, depolimeryzacji i dają rozpuszczalne bitumy.

Pierwiastkowa analiza części łupków bez popiołu i wody daje: C — 64,96%—73,40%, H — 8,11%—9,02%, i reszta na O i N. Stosunek $\frac{C}{O+N} = 2,4$, więc łupek jest więcej bogatym w tlen, aniżeli takie węgle jak boghead, dla którego ten stosunek waha się od 4,6—5,5. Według opinji Zaleskiego obfitość w tlen mogła zależeć od nieobecności przy tworzeniu się łupku żelu humusowego, pewna ilość którego zawsze towarzyszy utworzeniu się bogheadów i innych węgli. Z drugiej strony materjał organiczny łupków uległ naogół słabemu stopniowi dezoksydacji.

Zakonserwowanie delikatnych wodorostów w łupkach nadzwyczaj starego wieku pozwala przypuszczać, że osad płytkowodny rychło po jego sedymentacji i utworzeniu się nieznacznego nadkładu został wyprowadzony ponad poziom morza. Przewarstwowienie łupków z wapieniami z morską fauną, również i obecność tej fauny w samych łupkach jest wskazówką, że sedymentacja była w płytkowodnych morskich lagunach, które czasami pogłębiały się wskutek transgresji morza, czasami przechodziły w mielizny i brzeżne jeziora. Prawdopodobnie, że w takich płytkich lagunach i jeziorach szła sedymentacja najwięcej czystych bez wapienia łupków i najwięcej stałych jego pokładów.

Zaleski zaproponował dla tego łupku nazwę „kukersit". W sedymentacji jego mamy przykład syngenetycznego utworu z organicznego materjału, który został źródłem dla przeistoczenia jego w formy nierozpuszczalne, znajdujące się w ciasnej mieszaninie z materjałem nieorganicznym. Na tem stadjum przeistoczenia ukończył się proces. Jest to również stwierdzonem dla łupków szkockich i australijskich. Należy jednak podkreślić, że w łupkach szkockich zwłaszcza dolnego poziomu organiczny materjał jest pochodzenia zwierzęcego, a w łupkach kukerskich i australijskich jest pochodzenia roślinnego [1]). Łupki kukerskie mogą służyć za dowód, że czas geologiczny nie jest czynnikiem aktywnym; bez udziału innych czynników więcej istotnych, jak ciśnienie i temperatura, pod wpływem tylko czasu, materja organiczna pozostaje na jednym z pierwszych stadjów swego przeistocze-

---

[1]) Steuart, The Chemistry of the Oil Shales. Edinburgh, 1912.

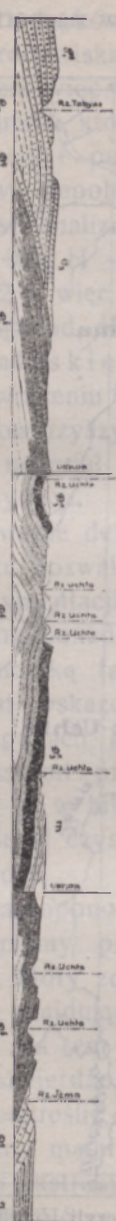
nia. Z drugiej strony mamy takie zjawiska, jak przytoczony już wypadek utworzenia się asfaltitu z humusu na brzegu Florydy, jak powstanie podobnych do naftowych produktów żelatynowych od rozkładu morskich i słodkowodnych wodorostów na portugalskim brzegu



Rys. 32. Zagłębie ropne Timanskie czyli Uchtinskie.

zatoki Mozambikskiej (nhangellite czyli elateryt), w południowej Australji (kurongit) i inne. Jednem z najciekawszych zjawisk tego rodzaju jest utworzenie się substancji podobnej do elaterytu, z aromatycznym naftowym lub woskowym zapachem, wzdłuż brzegów słod-

kowodnego jeziora Ała-kul jednej z zatok wielkiego jeziora Bałchasz; ta substancja powstaje tu od rozkładu przy normalnych warunkach temperatury i ciśnienia z obfitych skupień wodorostu, znanego pod nazwą *Botryococcus Braunii*.



Rys. 33. Przekrój przez grzbiet T i m a n u (według Z a m i a t i n a).

J — jura
P_1^b — permskie utwory
C_3 — utwory węglowe, wapienie
C_2 — „ „ piętro z Spirifer Mosquensis
dewon górny: D_3^a — domanik (piętro goniatytowe) i sine margle na nim (m); D_3^b — brunatno-czerwone margle, piaskowce i wapienie piętra z Rhynchonella cuboides
dewon środkowy: D_2^g — warstwy gipsonośne, sine gliny; D_2^b — wapienie z Spirifer Anossofi.

Łupki bitumiczne (szkockie, kukerskie) i takie nowotwory w dzisiejszej przyrodzie, jak hasemanite Florydy i elateryt Bałchasza, służą materjałem dla utworzenia się rozpuszczalnych węglowodorów, albo też zawierają pewną część takich węglowodorów. Bałchaszski elateryt czyli sapropelit (rosyjscy geologowie proponują dla niego nazwę „bałchaszyt") jest utworem bardzo podobnym do bogheadu; przez destylację jego można otrzymać produkty odpowiadające benzynie (7,8%) i olejom (26%) z ropy.

Prowincja Timanska [1]).

Grzbiet Timan jest jednym z systemów fałdów, które otaczają ze wschodu garb Bałtycki z jego fałdami wieku przed-kambryjskiego. W Timanie pokłady karbonu pokrywają transgresywnie pofałdowane warstwy dewońskie. Fałdy Timanu łączą się ku wschodowi z fałdami Uralu (rys. 32), którego epoki górotwórcze są więcej nowemi i odpowiadają pokarbonowemu wiekowi czyli systemowi hercyńskiemu.

Warstwy górnego syluru (łupki serycytowe) i dewonu tworzą łagodny antyklinalny fałd (rys. 33) o kierunku NW—SE, wzdłuż wschodniego stoku Timanu. Wzdłuż osi antykliny są rozkryte marglowe piaskowce górnego dewonu, pokryte serją tego samego wieku, słynącą pod nazwą „domanik". Domanik przedstawia wapień bitumiczny lub palny łupek wapienno-gliniasty

[1]) Literatura o wszystkich złożach ropnych rosyjskich do roku 1918 jest wymieniona w zbiorowej pracy Komitetu Geolog. w Piotrogrodzie, wydanej przez Akademję Umiejętności pod tytułem: Naturalne siły wytwórcze Rosji. Tom IV, Kopaliny Użyteczne. Piotrogród, 1918.

o ciemno-brunatnej, nawet czarnej barwie, a po zwietrzeniu skała przyjmuje światło-szarą barwę i uwidocznia swą łupkowatą, nawet listowatą budowę. Domanik przy tarciu daje ostry zapach naftowy, łatwo się zapala i daje czerwony kopcący płomień. Część organicznej materji domaniku może być wyekstrahowana benzyną, a więc jest bitumem rozpuszczalnym. Wartość tej bardzo szeroko rozwiniętej serji, jako łupków palnych, nie jest dotychczas zbadaną. Według niektórych analiz domanik zawiera lotnych składników od 30% do 40%.

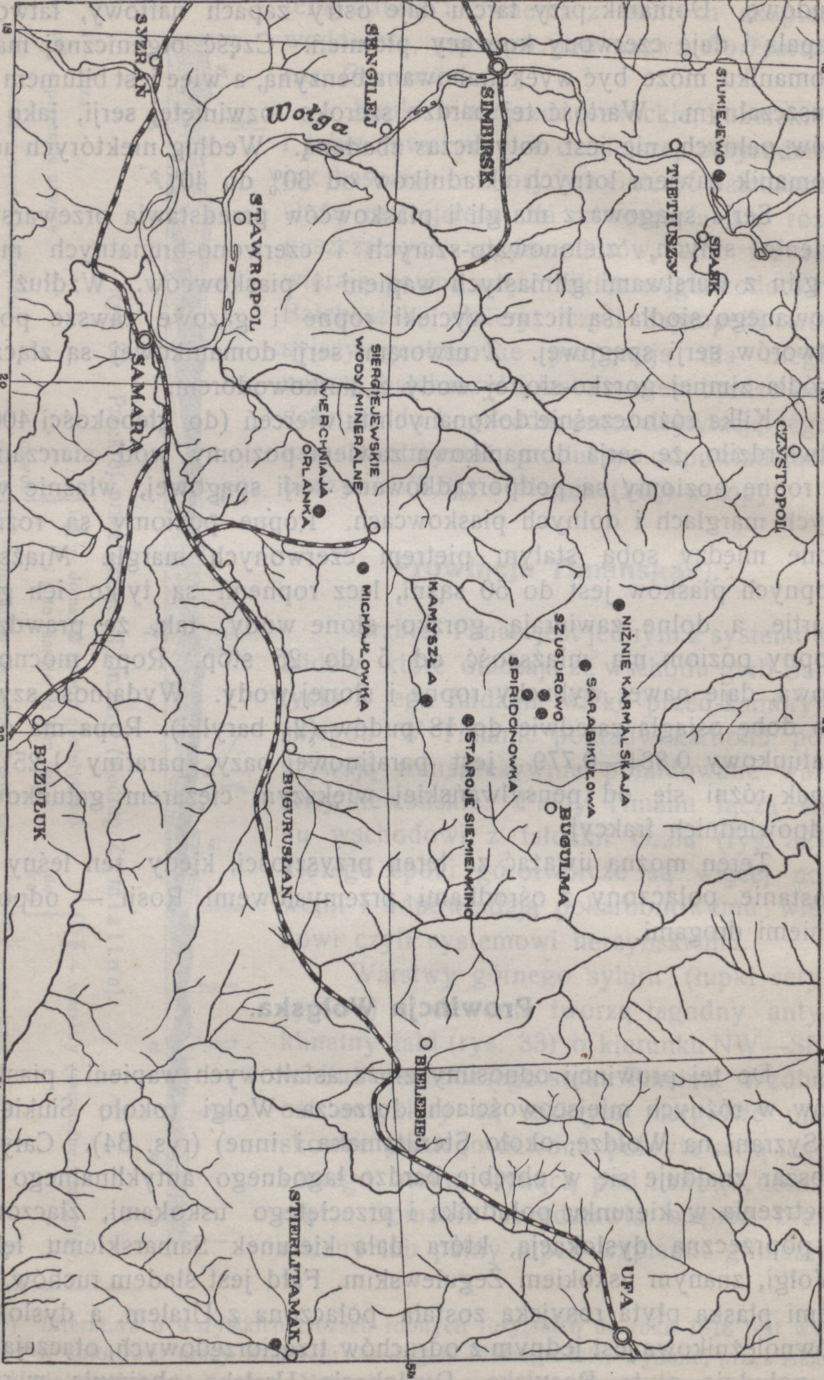
Serja spągowa z margli i piaskowców przedstawia przewarstwowienie sinych, zielonowato-szarych i czerwono-brunatnych margli i glin z warstwami gliniastych wapieni i piaskowców. Wzdłuż erodowanego siodła są liczne wycieki ropne i gazowe zawsze pośród utworów serji spągowej. Z utworami serji domanikowej są złączone źródła zimnej gorzko-słonej wody z siarkowodorem.

Kilka różnocześnie dokonanych tu wierceń (do głębokości 400 m) stwierdziło, że serja domanikowa zawiera poziomy wód siarczanych, a ropne poziomy są podporządkowane serji spągowej, właśnie w sinych marglach i dolnych piaskowcach. Ropne poziomy są rozdzielone między sobą stałym piętrem czerwonych margli. Miąższość ropnych piasków jest do 50 sążni, lecz ropnemi są tylko ich górne partje, a dolne zawierają gorzko - słone wody, tak, że prawdziwie ropny poziom ma miąższość od 5 do 25 stóp. Ropa mocno gazowa, daje nawet wybuchy ropne i słonej wody. Wydajność szybów na dobę osiągła zaledwie do 18 pudów ($2\frac{1}{2}$ baryłki). Ropa ma ciężar gatunkowy 0,881—0,779 i jest parafinowej bazy, parafiny 1,25%, jednak różni się od pensylwańskiej większym ciężarem gatunkowym odpowiednich frakcyj.

Teren można uważać za teren przyszłości, kiedy ten leśny kraj zostanie połączony z ośrodkami przemysłowemi Rosji — odpowiedniemi drogami.

Prowincja Wołgska.

Do tej prowincji odnosimy złoża asfaltowych wapieni i piaskowców w różnych miejscowościach dorzecza Wołgi (około Siukiejewa i Syzrani na Wołdze, około Sterlitamaka i inne) (rys. 34). Cały ten obszar znajduje się w obrębie bardzo łagodnego antyklinalnego wypiętrzenia w kierunku południka i przeciętego uskokami, złączonemi z poprzeczną dyslokacją, która dała kierunek Samarskiemu łękowi Wołgi, znanym uskokiem Żegulewskim. Fałd jest śladem ruchów, któremi płaska płyta rosyjska została połączona z Uralem, a dyslokacja równoleżnikowa jest jednym z odruchów trzeciorzędowych, otaczających z południa płytę Rosyjską. Dyslokacja Uralska obejmuje warstwy karbonu i permu. Te ostatnie są reprezentowane przez faciesy lagu-



Rys. 34. Złoża asfaltu i innych bitumów Wołgskiej prowincji.

nowe i solne, które rozwijały się na szerokiej przestrzeni w miarę ustępowania morza permsko-karbońskiego. Utwory te są więc złączone z wahaniem się poziomu morza wzdłuż wypiętrzeń systemu hercyńskiego, a nie kaledońskiego, jak Timanskie i Bałtyckie utwory bitumiczne.

Asfaltowe skały zajmują mniej więcej stałe poziomy w utworach karbońskich, permsko-karbońskich i permskich. Takiemi skałami są około Syzrani wapienie brekcziowe i oolitowe impregnowane asfaltem w drodze wtórnych procesów, jak to stwierdza znachodzenie się asfaltowego materjału w roli lepiszcza pomiędzy ziarnami oolitowemi i w szczelinach wapieni.

Około Siukiejewa bitumy częściowo w postaci malty znajdują się w wapieniach permskich razem z konkrecjami gipsu i siarki. Na wschód od Wołgi złoża asfaltowego piaskowca są na trzech poziomach: dwóch w cechsztynie, a jednym w piętrze tatarskiem (permo-trias).

Jedno z większych złóż na wschód od Samarskiego łęku znajduje się w piaskach, prawdopodobnie nawet jurajskich, lub jest tylko impregnacją gęstą ropą, piasków aluwjalnych.

Głębokie wiercenia około Wołgi wzdłuż uskoku Żegulewskiego przerznęły wapienie karbonu do znacznej głębokości, lecz bitumów nie spotkały. Również i inne wiercenia około Siukiejewa i na wschód od Wołgi dały w warstwach permskich i karbońskich wyniki ujemne. Serja permskich utworów zawiera wiele porowatych piaskowców, lecz twarde bitumy są wyraźnie tylko na trzech poziomach. Według opinji jednych geologów wtórne złoża w wapieniach około Wołgi (Syzrań) są wynikiem infiltracji bitumów z góry od warstw permskich, które ongiś pokrywały te warstwy bez przerwy i ulegały następnie wielokrotnemu zburzeniu. Jedną z charakterystycznych cech całego obszaru jest, że serja asfaltowa nie zawiera zupełnie gazów; złoża asfaltu w warstwach permskich można uważać za pozostałe szczątki poziomów ropnych, które uległy naturalnemu zburzeniu i wyczerpaniu na znacznej przestrzeni. Możebnem jest, że niektóre partje permskich ropnych poziomów pozostały lepiej zabezpieczone od takiego drenażu i mogłyby nadawać się do poszukiwania na płynną ropę. Asfaltowe piaskowce permskie (Szugurowo, Kamyszła, Michajłowskie i inne) zawierają twardego rozpuszczalnego bitumu do 45%, co świadczy o nadzwyczajnie wysokiej porowatości piaskowców.

Prowincja permska Francji.

W środkowej i zachodniej Europie morskie utwory karbońskie nie przechodzą bez przerwy w utwory permskie jak we wschodniej Europie i Azji. Górotwórcze ruchy od początku czasu karbonu przyprowadziły ku końcowi karbonu (Stephanien) miejscami do uosobienia jeziornych zagłębi z warstwami węgla limnicznego, jak Commentry i St.

Étienne we Francji. Następnie jeszcze częściej zmieniały się faciesy lagunowe i lądowe wzdłuż systemu fałd hercyńskich na północy, jak w Aumance (Commentry) i Autun, i na południu, jak w Decazeville i Lodève. Pokłady węgla pomału ustępują miejsca pokładom bogheadu i łupków bitumicznych, serja których jest pokryta grubo klastycznemi osadami martwego czerwonego spągowca. Na peryferji Harzu w Turyngji warunki sedymentacji bitumicznych łupków powtórzyły się jeszcze raz w epoce cechsztynu, łupki Mansfeldu, kiedy przeważnie nastąpiła nowa epoka lagunowych osadów z solą i gipsem.

Bitumiczne łupki zagłębia Autun [1]) (czyli Saône et Loire) i Aumence (Allier) leżą na osadach karbońskich (Stephanien). Pokładom łupków towarzyszą często bitumiczne wapienie, konkrecje rogowcowe lub nawet pokłady rogowcowe, zawierające okrzemniałe trzony drzew. Taka obfitość krzemionki jest śladem warunków lądowych. W łupkach często są szczątki ryb *(Hybodus, Diplodus)*, lecz przeważnie w łupkach słabo bitumicznych. W Aumence odbudowują trzy cienkie pokłady (w Buxière i w Saint Hilaire), które dają surowych olejów od 5% do 7% objętości skały. W Autun jest więcej pokładów i grubość ich znaczna, do 3 a nawet 7 m. Pokłady te dzielą na trzy serje: w średniej znajduje się tak zwany „grande couche“, złożony z kilku pokładów przedzielonych piaskami. Łupki dają naftę o cięż. gat. 0,855 i naogół te produkty muszą być jako materjał na oświetlenie zmieszane z lekką amerykańską naftą. Łupki parafiny wcale nie zawierają.

W r. 1913 kopalnie w zagłębiu Aumance dały 61.070 ton łupków, z których było otrzymano 4.400 ton surowych olejów; produkcja zagłębia Autun wynosiła 243.401 ton czyli 9.550 ton olejów.

Nie są znane we Francji ślady płynnej ropy w związku z temi permskiemi łupkami, natomiast w Niemczech w Mansfeld takie ślady są. Bitumiczne łupki permskiego wieku są również w Czechach w zagłębiach węglowych Pilzen i Kladno.

Prowincje Niemiec (mezozoiczne).

Na obydwu stronach Harzu stwierdzono, niezależnie od jego starej dyslokacji systemu hercyńskiego, a więc końca karbonu, strefy równoległych fałd i uskoków pośród utworów mezozoicznych. Bardzo skomplikowana tektonika na północnej stronie Harzu przyprowadziła w anormalny (tektoniczny) kontakt masy (słupy) solne wieku cechsztynu z utworami mezozoicznemi i trzeciorzędowemi.

Solonośny obszar Stassfurtski na północnej stronie Harzu w kierunku na NW przechodzi w naftową strefę Brunświku i Hanoweru. Przemysłowe znaczenie ma tylko część strefy w Hanowerze,

[1]) De Launay, Traité de Métallogénie, T. I, 1913, 460 — 467. Literatura.

a zwłaszcza około Wietze i Celle na północ od Hanoweru i około Peine (Oelheim) na południu.

Złoża ropne są położone wzdłuż granicy między płaską równiną północnych Niemiec, a strefą pagórków u podnóża Harzu. Utwory roponośne są pokryte na znacznej grubości powłoką czwartorzędowych utworów.

Około Wietze, Haeningsen i Oelheim wiercenia stwierdziły, że złoża ropne leżą w pobliżu słupów i horstów solnych, ograniczonych uskokami. Otwory świdrowe przechodzą utwory od trzeciorzędu do kajpru i wapienia muszlowego. Ropne poziomy znajdują się w warstwach różnego wieku, przeważnie kredowego i trzeciorzędowego w pobliżu uskoków. Taką manifestację ropy uważają za dowód wtórnego powstania złóż. Ropę spotykano również i około soli, a także i w samej soli.

Ciśnienie w ropie zwykle słabe, gazu mało i ropę zwykle pompują razem z wielką ilością towarzyszącej jej słonej wody. Ropa Wietze—Celle na głębokości 90—200 m w mioceńskich pokładach jest cięższą, 0,939, w piaskowcach głębszych i stratygraficznie niższych poziomach ropa jest lżejszą, 0,886. Ropa zapomocą „cracking" daje 2,46% benzyny, 41,6% nafty i 34,38% smarów. Produkcja rewiru Wietze wynosi około 50.000 ton. Niektóre szyby są bardzo długotrwałe, inne natomiast wyczerpują się w kilka tygodni.

Bitumy pierwotne były spotykane w marglach kajpru, wapieniach dolnego liasu, również w wapieniach i marglach purbecku, w łupkach dolnej kredy (apt — łupki palne około Hanoweru). Wszystkie te skały są nader bogate w skamieliny i bitumiczność ich można uważać za wynik rozkładu organicznej materji.

Złoża asfaltowe są znane tu około samego Hanoweru w Ahlen i w Holzen[1]). W serji jurajskich utworów (kimmeridż i portland) pokłady zbitych i oolitowych wapieni i różnie zabarwionych glin i margli są impregnowane materjałem asfaltowym w pobliżu luźnych uskoków, któremi znaczne przestrzenie rozbite są na bloki. Pokłady bogate w skamieliny zawierają często w wolnych przestrzeniach od wyługowania skamielin napół płynny asfalt. W miarę oddalenia się od uskoków skały są więcej ubogiemi w asfalt. Znacznie rozkruszone partje skał bezpośrednio około szczelin są najmocniej nasycone asfaltem. Wtórny charakter asfaltowych skał można uważać za sprawdzony, lecz źródło samego asfaltu pozostaje nieznanem, jak również i źródło ropy w złożach tych okolic.

Możemy przypomnieć, że łupki bitumiczne stanowią stałe poziomy w alpejskim triasie pośród dolomitowych wapieni (warstwy

---

[1]) Hoffmann, Asphalt Vorkommen von Limmer bei Hannover. Z. f. pr. Geol., 1895.

rajblskie i warstwy rybne w średnim triasie). Między Kufstein i Arlberg warstwy łupków mają miąższość do kilku metrów w niektórych miejscach; w Seefeld około Innsbrucku łupki czarnej lub ciemno-brunatnej barwy, podporządkowane głównemu dolomitowi górnego triasu, dają przy rozbijaniu mocno aromatyczny zapach, a przy destylacji produkty naftowe. Zawartość bitumicznej materji wynosi od 8% do 20%. Seefeldski łupek obfituje w odciski i szczątki ryb; bitumiczność waha się od 1% do 10%; produkty destylacji zawierają dużo siarki. Łupek eksploatują do przeróbki na masło ichtyolowe.

Łupki posidoniowe liasu *(Posidonomya Bronni)* mają znaczne rozpowszechnienie od doliny rzeki Mozel (zagłębie rud minettowych) na wschód w Szwabji [1]). Łupki o listowatej budowie, przewarstwowione bitumicznemi wapieniami, odznaczają się nadzwyczajnem bogactwem skamielin i ich wysokim stopniem zachowania; z nich pochodzą znakomite okazy *Ichtyosaurus* i *Teleosaurus*. Łupki dają już w wodzie irizującą błonkę oleju; w Baden *Ammonites* i *Gryphaea* mają często skorupki zapełnione ropą. Zawartość bitumicznej materji wynosi 12 — 20%, poczęści w stanie rozpuszczalnym (do 0,4%). Sucha destylacja daje produkty od surowego oleju (8%) do parafiny i asfaltu (7—8%). Wyliczono [2]), że łupki posidoniowe mogą zawierać ilość surowej ropy do miljardu hektolitrów. Jednak złóż ropnych w obrębie łupków nie znamy.

Uralska mezozoiczna prowincja. Ropny obszar Emby.

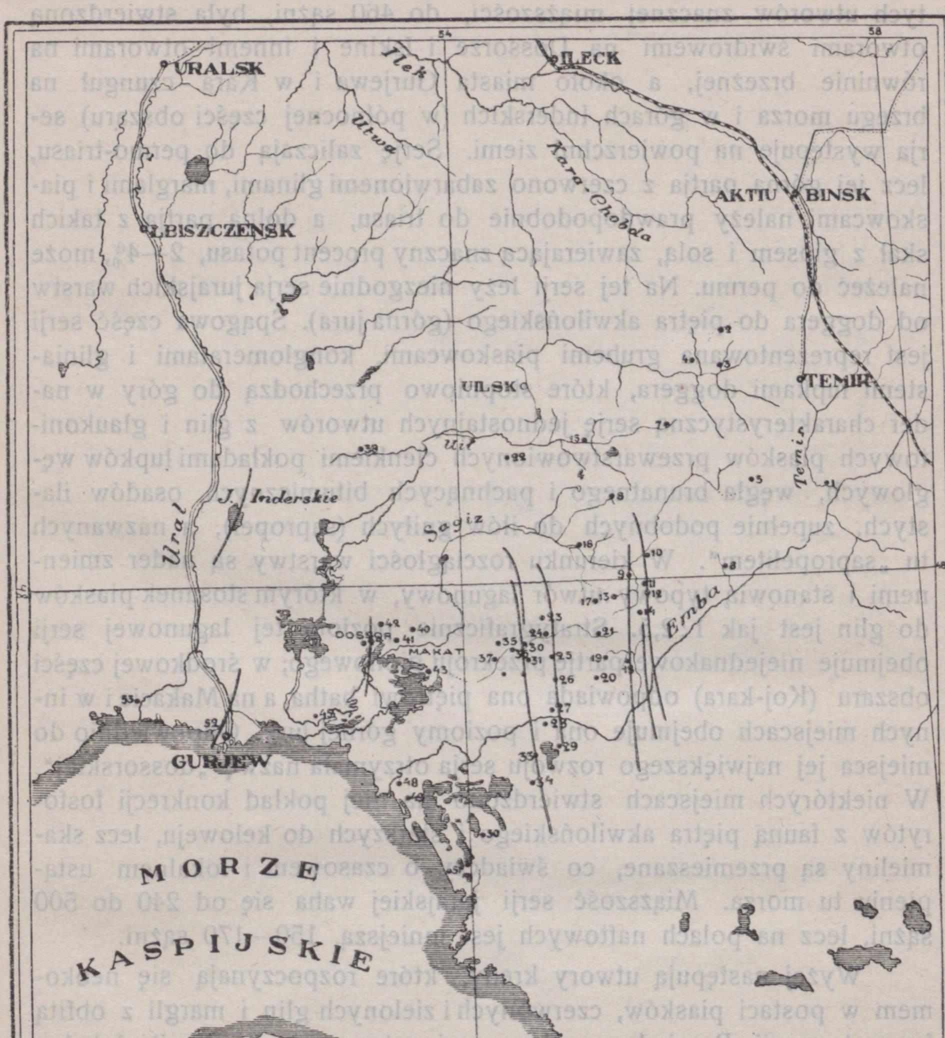
Prowincja obejmuje (rys. 35) w granicach Uralskiego i Turgajskiego obwodów przestrzeń do 70.000 wiorst kwadratowych (więc co najmniej dwa razy większy obszar aniżeli cały obszar ropny Kalifornji), na których są liczne manifestacje ropne na powierzchni w postaci wycieków ropnych, gazów i zakirowanych piasków. Północno-wschodnia część tego obszaru jest płaskowzgórze Przed-Uralskie, a południowo-zachodnia część jest niska brzeżna równina morza Kaspijskiego. Na tej równinie są rozwinięte utwory postpliocenskiej transgresji (z *Cardium edule*) morza Kaspijskiego, pokrywające prawie nieprzerwaną powłoką utwory starsze, które mogą być tylko zapomocą wierceń zbadane. Na płaskowzgórzu występują na powierzchni utwory różnego geologicznego wieku od akczagyłu (górny pliocen, piętro leżące bezpośrednio pod piętrem apszerońskiem Kaukazu) do doggera (środkowa jura). Płaskowzgórze stanowi zachodnie przedgórza grzbietu Mugodżary, który jest przedłużeniem systemu fałd Uralu, i cały obszar

---

[1]) Werwecke, Vorkommen, Gewinnung u. Entstehung des Erdöls in Unter Elsass. Z. f. pr. Geol., 1895.

[2]) Stremme, Erdöl und seine Entstehung. 1917.

roponośny zostaje położony w stosunku do paleozoicznych fałd Uralu i Mugodżarskich gór w miejscach zanurzenia się tych fałd, które stopniowo zostały pokryte wodami mórz czasu mezozoju i trzeciorzędu, przyczem poziom morza ulegał wielokrotnym wahaniom. Wa-



Rys. 35. Ropny obszar Emby.

Czarne linje—kierunki głównych zaburzeń tektonicznych. Złoża ropne i przejawy ropy: strefa Temirska. 1. Mortuk, 2. Bibili-Kumdy, 3. Kejkebas, 4. Tas-kemir, 5. Ujtas-saj, 6 Kur-saj. Strefa Tersakańska. 7. Kopa-karagandy, 8. Nugajty-basy, 9. Tersakan, 10. Murza-adyr, 11. Dunguluk-sor, 12. Kos-kul, 13. Kiakty-saj, 14. Ak-czeku, 15. Maj-kuduk, 16. Kopa (Sagiz), 17. Dżaman-Kobłandy, 18. Ałasza-Kazgan, 19. Czilli-saj, 20. Kandżaga, 21. Kara-saj. Strefa Iman-karyńska. 22. Tamdy-kul, 23. Urus-Kazgan, 24. Togusken (Uszak), 25. Kara-Murat, 26. Czuban-tam, 27. Dżusałły-saj, 28. Kuldżan, 29. Issek-dżał, 30. Dżan-Kabak, 31. Kizył-kul. 32. Iman-kara, 33. Kaskyr-bułak, 34. Munajli, 35. Kuter-tas, 36. Ak-czij, 37. Alimbaj, 38. Koj-kara. Strefa Dossorska. 39. Maten-guża, 40. Czingildy, 41. Makat, 42. Blauli, 43 Bek-beke, 44. Dos-sor, 45. Iskine, 46. Akat-kul, 47. Satep-ałdy, 48. Star-tiube, 49. Tamdy-kul, 50. Kara-czunguł, 51. Kara-ton. Strefa Gurjewska. 52. Czornaja rieczka, 53 Nowo-Bogatinsk.

runki reżymu brzeżnego i lagunowego powtarzały się wielokrotnie w różnych epokach jury i kredy.

Podstawą geologicznego pionowego przekroju tego obszaru są pstro zabarwione margle, piaskowce i gliny z gipsem i solą. Serja tych utworów znacznej miąższości, do 460 sążni, była stwierdzoną otworami świdrowemi na Dossorze i Iskine i innemi otworami na równinie brzeżnej, a około miasta Gurjewa i w Kara - czunguł na brzegu morza i w górach Inderskich (w północnej części obszaru) serja występuje na powierzchni ziemi. Serję zaliczają do permo-triasu, lecz jej górna partja z czerwono zabarwionemi glinami, marglami i piaskowcami należy prawdopodobnie do triasu, a dolna partja z takich skał z gipsem i solą, zawierającą znaczny procent potasu, 2—4%, może należeć do permu. Na tej serji leży niezgodnie serja jurajskich warstw od doggera do piętra akwilońskiego (górna jura). Spągowa część serji jest reprezentowana grubemi piaskowcami, konglomeratami i gliniastemi łupkami doggera, które stopniowo przechodzą do góry w nader charakterystyczną serję jednostajnych utworów z glin i glaukonitowych piasków przewarstwowionych cienkiemi pokładami łupków węglowych, węgla brunatnego i pachnących bitumicznych osadów ilastych, zupełnie podobnych do iłów gniłych (sapropel), a nazwanych tu „sapropelitem". W kierunku rozciągłości warstwy są nader zmiennemi i stanowią typowy utwór lagunowy, w którym stosunek piasków do glin jest jak 1 : 2,5. Stratygraficznie poziom tej lagunowej serji obejmuje niejednakowe partje przekroju pionowego; w środkowej części obszaru (Koj-kara) odpowiada ona piętrowi batha, a na Makacie i w innych miejscach obejmuje ona i poziomy górnej jury. Odpowiednio do miejsca jej największego rozwoju serja otrzymała nazwę „dossorskiej". W niektórych miejscach stwierdzono na niej pokład konkrecji fosforytów z fauną piętra akwilońskiego i starszych do keloweju, lecz skamieliny są przemieszane, co świadczy o czasowem i lokalnem ustąpieniu tu morza. Miąższość serji jurajskiej waha się od 240 do 500 sążni, lecz na polach naftowych jest mniejszą, 150—170 sążni.

Wyżej następują utwory kredy, które rozpoczynają się neokomem w postaci piasków, czerwonych i zielonych glin i margli z obfitą fauną trygonji. Pomiędzy neokomem i aptem znowu nastąpiła lokalna przerwa, która charakteryzuje się w przekroju pokładem konkrecji fosforytów z fauną dolnego aptu. Zwykle dolny apt jest przedstawiony czarnemi plastycznemi glinami z gipsem i konkrecjami fosforytów. Ten poziom jest znany pod nazwą „gliny makatskiej", używanej chętnie do tamponażu otworów na wodnych poziomach. Alb i cenoman litologicznie są podobnemi; przeważnie są to piaski glaukonitowe, margle i gliny z typową fauną albu (poziom Clansajski) i wyżej cenomanu. Na miejscu turona często leży tylko pokład fosforytów, na których rozwija się znaczna serja senonu, jednak również w kilku miej-



Rys. 36. Mapa ropnego pola Dossora (według Zamiatina).

Cr_2^s—senon; Cr_1—neokom; J—jura.—Kwadraty numerowane—pola naftowe; czworoboki „Emba", „U. K. N. O.", „Emba-Kaspij"—nadania górnicze.

scach z lokalnemi przerwami, stwierdzonemi pokładami fosforytów. Senon jest przedstawiony przeważnie białą kredą i marglami, a na wschodzie również piaskami i glinami. Miąższość kredy waha się od 150 do 225 sążni.

Utwory trzeciorzędowe mają rozpowszechnienie tylko sporadyczne; na południowo-zachodnim krańcu całego obszaru, na zachód od rzeki Uralu (w obwodzie Astrachańskim) wiercenie stwierdziło znaczną serję (ponad 200 sążni) utworów piętr bakińskiego i apszerońskiego w postaci glin szaro-zielonowatych i piasków z *Cypris*.

Serja mezozoiczna została pofałdowana w system fałd typu brachyantyklin, które tworzą strefy o kierunku prawie południowym, przedzielone szerokiemi synklinalnemi depresjami. Zostało stwierdzonych pięć takich stref: Temirska, Tersakańska, Iman-karyńska, Dossorska i Gurjewska. Każda z nich cechuje się manifestacjami ropnemi, złączonemi w poszczególnych wypadkach z odrębnemi poziomami stratygraficznemi. Stopień zaburzenia tych stref wzrasta w kierunku od NE do SW i jednocześnie z tem wzrastają wyniki dyslokacji uskokowej, która nastąpiła ku końcowi fałdowania po czasokresie białej kredy. Dział wodny czterech głównych rzek tej równinnej przestrzeni (Emba, Sagiz, Uił i Temir) przypada wzdłuż Przed-Uralskiego płaskowzgórza. W kierunku ku morzu Kaspijskiemu zwiększa się również stopień denudacji, jak i tektoniki i wskutek tego widzimy, że w tym kierunku zostają odkrytemi stopniowo więcej głębokie poziomy stratygraficznego przekroju. W obrębie strefy Temirskiej naturalne odkrywki nie dają poziomów głębszych od albu, w Tersakańskiej i Iman-karyńskiej strefie odkrywki dają już poziomy kredy i górnej jury a w strefach Dossorskiej i Gurjewskiej utwory permo-triasowe są zbliżone do powierzchni ziemi.

Ropne poziomy są podporządkowane lagunowej serji jury chociaż powtarzają się również w neokomie, apcie i cenomanie. Ślady ropy natrafiono i w permo-triasie. Ropę w ilościach przemysłowych otrzymano dotychczas w serji dossorskiej na Dossorze i Makacie i w dolnej partji neokoma na Makacie.

Na Dossorze (rys. 36) są cztery ropne poziomy, z nich dwa najwięcej wydajne: II na głębokości 60—70 sążni od stropu serji i III na głębokości 95—105 sążni od stropu. Ciężar gat. ropy III poziomu waha się od 0,845 do 0,870 (przeciętnie 0,860). Miąższość piasków ropnych, zwykle drobnoziarnistych (0,3 mm) osięga do 50 stóp; wydajność przeciętnie III — 1500 — 2000 pudów na dobę, największa 4000—5000 pudów (570—600 baryłek). Poziom czwarty zbadany jest mało i leży na głębokości 20—25 sążni niżej stropu grubych piasków i konglomeratów spągowej części serji, a został stwierdzonym blisko od uskoku na Dossorze (otwór № 36 Emba na parceli № 1). Ciężar gatunkowy ropy IV poziomu wynosi 0,803—0,811. Natomiast ropa II

poziomu ma cięż. gatun. 0,890—0,895, miąższość piasków przeciętnie 0,5—1 sążnia, a wydajność przeciętnie na dobę 300 pudów. Ten poziom eksploatuje się przeważnie na parceli 4 wielką ilością płytkich otworów.

Na Makacie, położonym na wschód od Dossora, zostały stwierdzone ropne poziomy, odpowiadające I, II i IV poziomom Dossora. Poziom III nie jest wyraźny. Ciężar gatunkowy ropy poziomu I, który tu jest jednym z najwięcej wydajnych wynosi 0,903, a ciężar gatunkowy poziomu IV jest większy aniżeli na Dossorze. Poziom III rozbity jest prawdopodobnie na kilka pokładów częściowo wyjątkowo gazowych. Wszystkie ropy są parafinowej bazy. Wodnych poziomów w obydwu złożach jest po kilka. Słoność wody wzrasta w miarę głębokości; jeżeli wody mają słoność większą od 18—20° B, zazwyczaj niema już ropy. Gliny neokoma pozwalają lekko zamykać górne



Rys. 37. Tektoniczne typy głównych złóż ropy na obszarze Emby.

I — typ Makata; II — typ Dossora, III — typ Iman-kara. Strzałki — upad warstw.

wody, a w serji dossorskiej stałe wodne poziomy leżą również na warstwach glin. Otwory zaczynają średnicą 16", a kończą na III poziomie średnicą 10".

Głębokość otworów zwiększa się na wschodnich polach Dossora do 150 sążni i otwory kończą średnicą 8"—6". Niektóre otwory na wschodnich polach napotykały na III ropnym poziomie już wodę pokładową (edge water).

Dokładne geologiczne badania pozwoliły rozróżnić istnienie tu trzech tektonicznych typów (rys. 37), z któremi zostały stwierdzone wycieki i złoża ropne. Pierwszym typem (Makat na polach północnych) jest zamknięta kopuła nie zaburzona przez uskoki. Drugim jest (Dossor) kopuła zaburzona uskokiem podłużnym i częściowo poprzecznym; trzecim (Iman-kara) — kopuła rozbita dwoma uskokami z opuszczoną środkową częścią i niejednakowym poziomem części na skrzydłach.

Sól napotkano wierceniem № 12 Tow. Uralo-Kaspijskiego na Dossorze. Serja dossorska ma typowe cechy utworów lagunowych, zawiera warstwy bitumiczne i węglowe, i niema żadnych dowodów, aby wątpić o pierwotnem (syngenetycznem) powstaniu samego złoża. Poziom IV na Dossorze, spotkany około uskoku i górne warstwy białej kredy w partji opuszczonej zawierają również tu ropę. Naogół nasycenie piasków ropą w pobliżu uskoków na Dossorze nie zmienia się, a na Makacie (południowe pole) prędzej zmniejsza się. Warstwy senońskie zawierają ropę w niewielkiej ilości również na Karatonie, gdzie wierceniem nie osiągnięto jeszcze warstw jurajskich. Jest prawdopodobnem, że ropa w białej kredzie znajduje się na wtórnem łożysku.

Sól na Dossorze (na głębokości 1520 stóp i do 1662 stóp) została pokrytą utworami jurajskiemi niezgodnie i prawdopodobnie jest w postaci wypiętrzenia pod fałdem brachyantyklinalnym. W takichże warunkach była nawiercona sól na Iskine (na południe od Dossora) i bliżej do brzegu morza w Akat-kul, Satep-ałdy i Kara-czunguł. We wszystkich tych miejscowościach na powierzchni ziemi były wycieki ropne, lecz nieco większy przypływ ropy spotkany był tylko na Kara-czungule.

Nieco odmienne stosunki między ropą i solą spotkano w Nowo-Bogatinsku na zachód od Gurjewa. Ropne poziomy są tu podporządkowane nie serji dossorskiej, lecz serji górnego pliocenu (apszerońskie piętro) i postpliocenu (bakińskie piętro), podobnych do bakińskich ropnych seryj. Miąższość tej grupy wynosi tu ponad 200 sążni i ona wypełnia wąską przestrzeń pomiędzy dwoma słupami solnemi, wypiętrzonemi tu blisko do powierzchni ziemi. Dalej na wschód solne utwory permo-triasu uwidoczniają się wyraźnemi zjawiskami krasowego charakteru pod powłoką osadów Kaspijskiej transgresji, a około Gurjewa gipsy i gliny permo-triasu są już na powierzchni ziemi. Na polach Nowo-Bogatinska roponośność była zamanifestowana na powierzchni ziemi tylko słabemi wyciekami gazu, skupieniami organicznemi w rodzaju „paraffine-dirt“ Louisiana i siarki redukowanej z gipsów pośród piasków i glin kaspijskiej transgresji. Płytkie wiercenia wykazały ropę w piaskach na kilku nieprawidłowych poziomach do 40 sążni. Jedno z głębokich wierceń, założonych na niewielkiej przestrzeni, ograniczonej takiemi śladami ropnemi, dało na głębokości 115 sążni znaczny wybuch ropy lekkiej (0,782) z warstw apszerońskich. Według mego zdania złoże Nowo-Bogatińskie jest typem odmiennym od Dossorsko-Makatskiego, a najwięcej zbliżonem do typu Louisiańskich „Saline dome“ z ropnemi poziomami w osadach trzeciorzędowych, mających znaczne rozpowszechnienie dalej na zachód. Ropne poziomy około powierzchni ziemi w utworach bakińskiego piętra i w kaspijskich osadach są wyraźnie wtórnemi i w od-

krytych wyrobiskach dla ropnych dołów można było widzieć jak ropa zostaje wyciśnięta z dołu gazowem ciśnieniem. Świdrowe otwory poza granicą pola trzeciorzędowych utworów przerznęły do głębokości 400 sążni więcej jak 300 sążni soli, nie osiągając jej spągu. Według zdania innych geologów, ropa w utworach trzeciorzędu i w tym wypadku została wyciśniętą z pokładów jurajskich, których ślady rzeczywiście napotykane były w otworach pomiędzy Nowo-Bogatinskiem a Gurjewem.

Typ złóż Dossoro-Makatskich przypomina również typ Louisiański i poczęści Hanowerski, a syngenetyczny charakter ropnych poziomów dossorskiej serji pozwala porównywać go z typem „Stratum" Louisiana.

Produkcja Dossora i Makata wynosiła w r. 1912 1 miljon pudów, w roku 1913—7,2 milj., a w r. 1914 — 16,6 milj. pudów i pola ropne tego obszernego kraju mogą rokować dobrą przyszłość. Ropa z Makatu i Dossoru była dostarczaną rurociągiem do brzegu morza Kaspijskiego, gdzie dwa z pracujących tu przedsiębiorstw miały swoje rafinerje.

ROZDZIAŁ V.

EUROPA.

PROWINCJE TRZECIORZĘDOWE.

Pechelbronn w Alzacji (Francja).

Region roponośny [1]) znajduje się na północ od Strassburga na trzeciorzędowej równinie doliny Renu, wzdłuż brzegu wschodnich Wogezów; najwięcej na północ wysunięte wiercenia są położone około wsi Lobsann, gdzie znajdują się również stare kopalnie asfaltu i węgla brunatnego; najwięcej na południe wysunięte wiercenia są w regjonie Uhlwiller-Ohlungen (rys. 38). Strefa ropna jest wydłużoną w kierunku NE—SW na długości około 20 km przy jej szerokości do 7 km, lecz niewszędzie przemysłowo wydajną. Ropne piaski są tylko wkładkami w marglach oligoceńskich, które wypełniają równinę Renu na grubości ponad 1000 m.

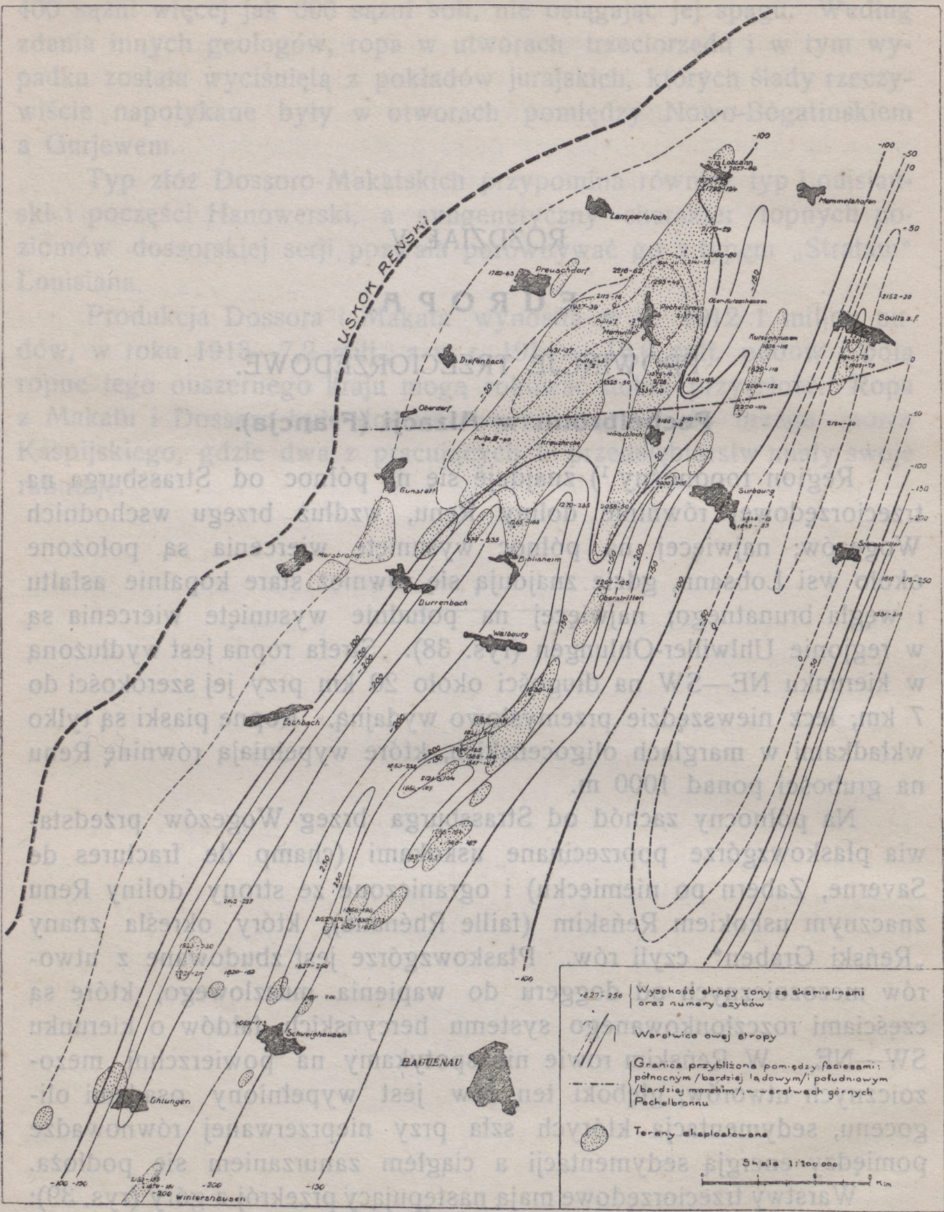
Na północny zachód od Strassburga brzeg Wogezów przedstawia płaskowzgórze poprzecinane uskokami (champ de fractures de Saverne, Zabern po niemiecku) i ograniczone ze strony doliny Renu znacznym uskokiem Reńskim (faille Rhénane), który określa znany „Reński Graben" czyli rów. Płaskowzgórze jest zbudowane z utworów mezozoicznych od doggeru do wapienia muszlowego, które są częściami rozczłonkowanego systemu hercyńskich fałdów o kierunku SW—NE. W Reńskim rowie nie spotykamy na powierzchni mezozoicznych utworów; głęboki ten rów jest wypełniony osadami oligocenu, sedymentacja których szła przy nieprzerwanej równowadze pomiędzy energją sedymentacji a ciągłem zanurzaniem się podłoża.

Warstwy trzeciorzędowe mają następujący przekrój z góry (rys. 39):

1) pokłady z *Meletta*; 2) margle z foraminiferami; 3) warstwy górne pechelbrońskie; 4) strefa ze skamielinami; 5) warstwy dolne pechelbrońskie; 6) pokład czerwony; 7) strefa dolomitów.

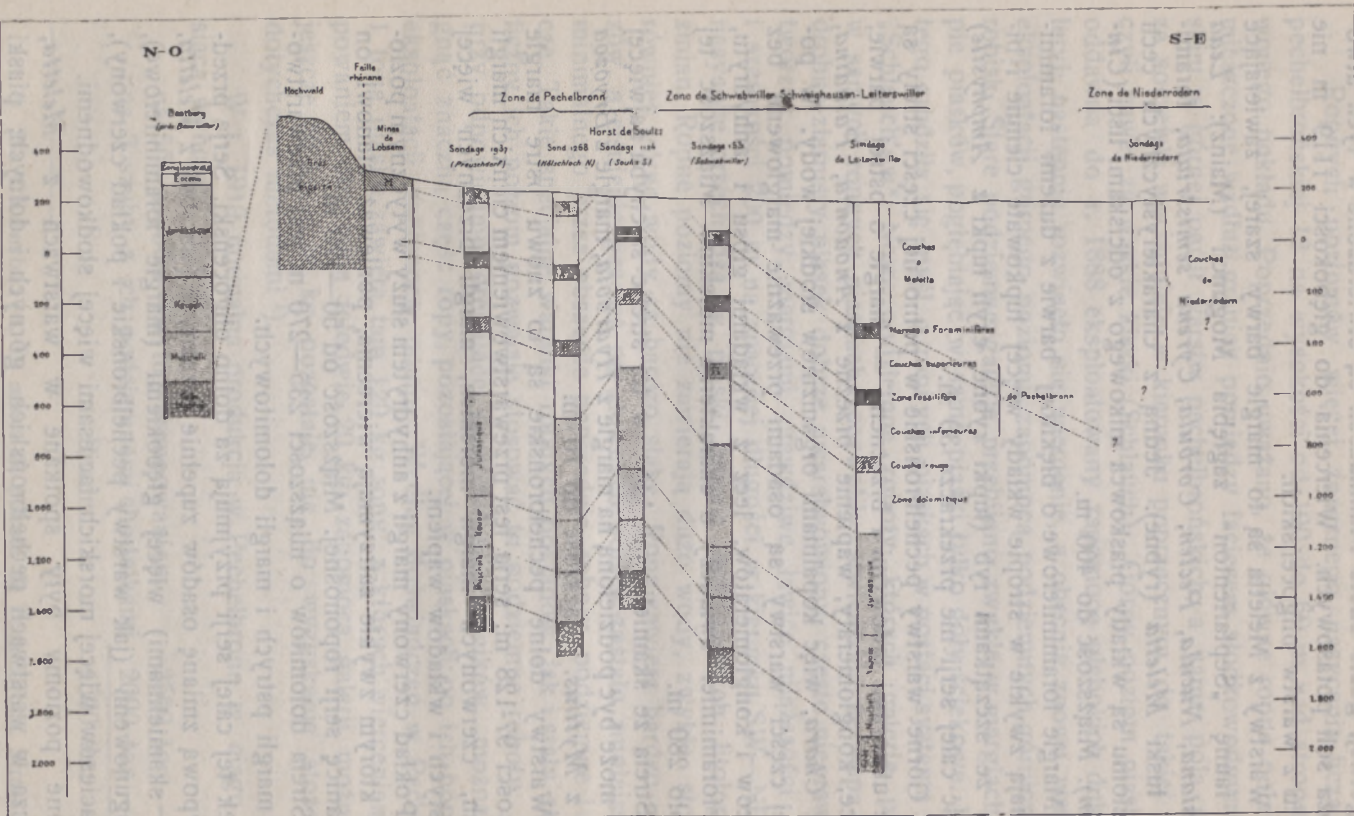
---

[1]) Gignoux et Hoffmann, Le bassin pétrolifère de Péchelbronn. Serv. de la Carte Géol. d'Alsace et de Lorraine. Bull. 1, 1920. (Literatura).



Rys. 38. Mapa strukturalna pola ropnego Pechelbronn (według Gignoux i Hoffmanna).

Puits I, II, III — szyby podziemnej odbudowy złoża; Lobsann, na północy, — złoże asfaltu.



Rys. 39. Przekrój schematyczny pola ropnego Pechelbronn (według Gignoux i Hoffmanna).

Couches à Meletta — pokłady z Meletta; Marnes à Foraminifères—margle z foraminiferami; Couches supérieures de Péchelbronn — warstwy ropne pechelbrońskie; Zone fossilifère — strefa ze skamielinami; Couches inférieures de Péchelbronn — warstwy dolne pechelbrońskie; Couche rouge — pokład czerwony; Zone dolomitique — strefa dolomitów.

Niżej jest już podłoże z utworów mezozoicznych doggeru i liasu. Ta strefa trzeciorzędowych utworów ciągnie się od Alzacji dolnej do Alzacji górnej, gdzie około Mühlhausen są stwierdzone w tych utworach złoża soli potasowych. Wiercenia do głębokości 1119 m nie wyszły tu z warstw oligoceńskich.

1) Warstwy z Meletta są to margle barwy szarej, zawierające typową faunę „Septarienton" zagłębia Moguncji (Mainz): *Leda Deshayesiana*, *Nucula*, *Pecten*, *Corbula*, *Cyrena semistriata*, foraminifery i łuski *Meletta* (rybne). Jedną z charakterystycznych cech tego poziomu są wkłady piaskowca mikowego z odciskami liści (*Cinnamonum*). Miąższość do 400 m.

2) Margle foraminiferowe o błękitnej barwie z dużemi foraminiferami mają zwykle w stropie wkłady więcej łupkowate ciemne i bitumiczne ze szczątkami ryb (łupki rybne, czyli łupki z *Amphysile*) Miąższość całej serji nie przekracza 30 m.

3) Górne warstwy pechelbrońskie w północnej części strefy są wyraźnie utworami lądowemi i brzeżnemi — margle o pstrej barwie, piaskowce, konglomeraty, wapienie brzeżne z *Anodonta*, *Paludina*, *Melania*, *Chara*, więc kopalinami organizmów słodkiej wody. W południowej części warstwy są osadami przeważnie marglowemi bez piaskowców i konglomeratów, lecz z wkładami gipsu i anhydrytu, a fauna foraminifer świadczy o charakterze morskim. Miąższość tej serji około 280 m.

4) Strefa ze skamielinami, które w tej strefie są chyba najwięcej obfitemi, może być podzieloną na margle z *Hydrobia*, margle z *Bryozoa* i margle z *Mytilus*. Miąższość do 70 m.

5) Warstwy dolne pechelbrońskie są to znowu pstre margle o miąższości 97-128 m; serja jest przewarstwowieniem cienkich margli liściastych, czerwonych margli morskich, margli brzeżnych więcej piaszczystych i wkładów wapieni.

6) Pokład czerwony margli z anhydrytem służy wytycznym poziomem, na którym zwykle zatrzymują wiercenia, ponieważ stanowi on dolną granicę serji roponośnej. Miąższość od 50—120 m.

7) Strefa dolomitów o miąższości 235—270 m jest przewarstwowieniem margli pstrych i margli dolomitowych.

Wiek tej całej serji przyjmują za dolno oligoceński. Serja przedstawia typową zmianę osadów zupełnie brzeżnych (warstwy z *Meletta*, strefa ze skamielinami) więcej głębokiemi (margle foraminiferowe), znowu lagunowemi (jak warstwy pechelbrońskie i pokład czerwony), zmianę faciesów więcej morskich faciesami więcej słodkowodnemi.

Ropne poziomy były spotkane w warstwach z *Meletta*, a zwłaszcza w warstwach pechelbrońskich górnych i dolnych; piaski bitumiczne są w marglach foraminiferowych, a asfaltowe pokłady w Lobsannie, tworzą jeden z faciesów górnych warstw Pechelbronn.

Czerwony pokład nie zawiera ropy, lecz w strefie dolomitowej były spotkane słabe ropne poziomy w tych otworach, które osiągnęły te warstwy.

Ropnych poziomów więcej znacznego nasycenia liczą w serji pechelbrońskiej 13 na wysokości od 190 do 60 m nad stropem czerwonego pokładu. Poprzednio uważano, że główne ropne pola są rozmieszczone wzdłuż granicy pomiędzy faciesem słodkowodnym i morskim w górnej partji warstw pechelbrońskich, a same pola uważano za soczewki wyciągnięte w kierunku poprzecznym do takiej granicy, czyli nawet za wąskie kiszki (Schlauch). Górny poziom piasków był oddawna do r. 1888 eksploatowany zapomocą głębokich dukli i galeryj; następnie rozwinęło się wiercenie, a obecnie znowu wrócili do eksploatacji górnego poziomu zapomocą podziemnych górniczych wyrobisk. Stare podziemne galerje przebijano zwykle w marglach w stropie piasków, pogłębiając w same piaski tylko doły ściekowe. Wskutek tego zrodziła się myśl o ropnych piaskach w postaci systemu wąskich „Schlauch'ów". Nowe podziemne roboty, których galerje prowadzą w samych ropnych piaskach, pozwoliły stwierdzić, że ropa nasyca drobno-ziarnisty piasek dobrze uwarstwowiony, często nieprawidłowo, tworząc pomiędzy marglami prawdziwe ławice miąższości 2—4 m i szerokości 200 m na znacznej długości w kierunku SW—NE. Piaski nasycone przechodzą w piaski płonne bez żadnych litologicznych zmian. Ropne poziomy nie zawierają dużo wody, zwykle słonej; jak również górne wody są bardzo słabe. Ropa zawiera bardzo mało gazów, a ciśnienie gazowe na głównych polach zostało zmniejszone do minimalnego przez obszerne poprzednie roboty podziemne i wiertnicze. Takie specjalne warunki ropnych pokładów, jak i stały stratygraficzny ich poziom pozwalają stosować tu podziemne roboty, któremi przy odpowiedniej drenującej powierzchni chodników, można wyciągnąć znaczną część ropy, pozostającej w piaskach po ich poprzedniej eksploatacji zapomocą pomp. Według doświadczeń w Pechelbronn, 1 tona piasku zawiera tam 120 kg ropy, z których wierceniem i pompowaniem otrzymują zaledwie 20 kg; zapomocą galerji można wziąć jeszcze 50 kg, a 50 kg pozostaje nie do wyzyskania stosowanemi dotychczas metodami [1]).

W r. 1919 normalna produkcja w Pechelbronn w ciągu 1 miesiąca wynosiła

na 500 szybów wiertn., pompowaniem	2500 ton —	55,6%
na 3 szyby z ich podziemnemi chodnikami	2000 ton —	44,4%
Razem	4500 ton —	100%

---

[1]) De Chambrier, Le mines de pétrole de Péchelbronn. Strasbourg, 1920 i liczne inne sprawozdania tego inżyniera, który pierwszy postawił tu podziemną odbudowę.

Chodniki równoległe na odległości 50—100 m łączą pomiędzy sobą chodnikami poprzecznemi co 50 m i tego rodzaju sieć drenażu jest dostateczną dla wyciągnięcia w przeciągu dłuższego czasu do 50% ropy pozostałej w piaskach. Dotychczas na odpowiedniem polu w Pechelbronn zostało założonych 3 szyby i 2 są projektowane. Od r. 1917 do 1919 wyciągnięto 36.362 ton przy pomocy 3396 m chodników; metr chodnika produkował przeto przeciętne 10,7 ton, przeprowadzając to na objętość drenowanej masy wylicza się, że 1 m^3 piasku dawał 112 kg ropy.

Szyby wiertnicze w Pechelbronn są zakładane zwykle na znacznie większej odległości jeden od drugiego, aniżeli na polach w Stanach Zjednoczonych, Polski, Rosji, właśnie w celu dłuższej eksploatacji. Niektóre szyby w pompowaniu dają dzisiaj nie więcej jak 1000 litrów na dobę, lecz są produktywne (pompują się) od roku 1882. Podziemne roboty prowadzą dziś na głębokości od 150 do 250 m. Kopalnia wymaga najlepszego przewietrzania i zastosowania do robót górniczych nie kilofów, lecz specjalnych perforatorów, które stopniowo wciskają dłóto w zbity piasek. Na wypadek pożaru są przygotowane w każdym chodniku specjalne drzwi żelazne i instalacje dla inżekcji gorącej pary. Dotychczas kopalnia pracuje ekonomicznie; stopniowo chodniki posuwają dalej w miarę zmniejszenia wydajności w starych chodnikach i w ten sposób doprowadzono roczną produkcję ropy w Pechelbronn do 50.000 ton w roku 1920 i 1921.

Ropne pokłady w dolnych warstwach Pechelbronn eksploatują zapomocą wierceń. Pokłady mają słaby upad na wschód; pewną nieprawidłowość powierzchni stropu strefy ze skamielinami, wybranej dla skonstruowania mapy pokładowej, tłumaczą nieznacznemi uskokami w kierunku również SW—NE. Uskoki zostały stwierdzone w galerjach podziemnych. Takiemi uskokami złoże zostało podzielone na kilka bloków, a brzegi uskoków często zamykają właśnie wodny poziom pod ropnym i prowadzą do względnego powiększenia produkcji około uskoków, które grają tylko rolę barjer.

Wiercenia na wschodniej części pól Pechelbronn osiągnęły już głębokość do 600 m i jednym z takich szybów była otrzymana z głębokości 435 m w roku 1919 nawet wybuchowa perjodyczna produkcja. Szyb w przeciągu mniejszym aniżeli jednego roku dał 4000 ton ropy.

Ropa pechelbrońska ma ciężar gatunkowy od 0,860 do 0,975 i zawiera parafinową bazę. Górne poziomy dają ropę ciężką, dolne lekką. Ciężka ropa była spotykana także i na głębokości 300 m w Lobsannie, a w Surbourgu na głębokości 560 m. Ropa samopłynna w głębokości 435 m miała ciężar gatunkowy 0,888, a parafiny zawierała 4,20%.

Ze starych spostrzeżeń zasługuje tu na uwagę, że piasek ropny nie wyklinowuje się ostro, a przechodzi w cienkie warstwy słabiej

nasyconego piasku, które w niektórych miejscach są przewarstwowione bardzo cienkiemi warstewkami, prawie listkami, lignitu, które tworzą granicę pomiędzy piaskiem ropnym i płonnym. Te stosunki mogą świadczyć, że ropne piaski były ograniczone w swoich bogatych i płonnych partjach już podczas sedymentacji, więc że złoże jest pierwotnem, syngenetycznem.

Nowe badania nie stwierdzają, aby pola ropne nie miały wychodzić poza granicę facjalnych wahań, lecz odwrotnie pozwalają przypuszczać, że ropne pola mogą mieć przedłużenie w obydwóch kierunkach ku NE i SW.

Ślady bitumiczności w skałach mezozoicznych były spotykane w świdrowych otworach około Saverne; w trochitowym wapieniu poziomu muszlowego wapienia triasu również są słabe impregrenacje ropy. Niektóre łupki liasu są bitumiczne, jak podaliśmy wyżej, i dają przy nagrzewaniu do 10% olejów. Jeżeli przyjmiemy, zgodnie z niektórymi niemieckimi geologami, że te łupki były źródłem ropy w warstwach trzeciorzędowych, to byłoby nie do wytłumaczenia, że w oolitowych porowatych wapieniach doggeru, w podłożu warstw trzeciorzędowych niema nawet śladów ropy.

Złoże asfaltu w Lobsannie[1]) przedstawia przewarstwowienie pokładów bitumicznych, słodkowodnych wapieni i margli i margli niebitumicznych i cienkich pokładów lignitu; serja ta odpowiada stratygraficznie górnym warstwom Pechelbronn.

Wapienie i margle asfaltowe mają w niektórych wypadkach cienkopasemkowatą budowę; powierzchnia uwarstwowienia pomiędzy warstwami piasku bitumicznego i marglem jest nierówną, jak zawsze wskutek zmiany litologicznej. Jedne wapienie i margle bitumiczne zawierają pigment bitumiczny cienko rozproszony w całej masie skały, jak w wapieniach pachnących, inne więcej twarde i krystaliczne wapienie mają tylko wcieki i plamy asfaltu (moucheté), jako ślad wtórnej impregnacji. Natomiast margle bitumiczne cienko pasemkowate i listkowate i wapienie pachnące są prawdopodobnie formą pierwotną dla asfaltu. Takie wapienie trudno oddają bitum przy działaniu na nich zwykłemi rozczynnikami i prawdopodobnie zawierają go w postaci nierozpuszczalnej. Możebne, że mamy w Lobsannie i Pechelbronnie w jednej stratygraficznej serji jednoczesne faciesy — płynną ropę, twardy bitum i lignitowy materjał.

Według doświadczeń, przeprowadzonych na starych szybach w Pechelbronnie geotermiczny gradient jest bardzo niski. W jednym z otworów (Oberstritten) temperatura na głębokości 305 m wynosiła 47,5° C, na głębokości 420 m—58,7° C i na głębokości 620 m—60,6°C.

[1]) Daubrée, Description géologique et minéralogique du départ. du Bas-Rhin. 1852, 174—189.

W innym otworze od powierzchni ziemi do głębokości 516 m gradient zmieniał się w taki sposób, że do 305 m gradient wynosi 14,3 m; — od 305 do 415 m — 12,2 m, i od 415 do 516 m—12,6 m. Jeżeli wyliczać będziemy gradient nie od powierzchni ziemi, lecz pomiędzy poszczególnemi głębinami otworu, to dla innego znowu szybu wypada, że pomiędzy 236 a 275 m gradient wynosi 7,8 m, a pomiędzy 275 i 281 m gradient wynosi 1,5 m, dalej między 281 i 334 m gradient równa się 6,1 m a pomiędzy 387 i 509 m — gradient był 24,4 m; w tym otworze ropny poziom napotkano na głębokości 338,6 m. Stąd przychodzą do wniosku, że zmniejszenie się gradientu zależy nie od absolutnej głębokości i przyczyn głębinowych, lecz od przyczyn zlokalizowanych blisko od powierzchni przypuszczalnie od chemicznych procesów, złączonych ze złożami ropnemi.

KAUKAZ.

Naturalne objawy bitumów w postaci wycieków ropnych, warstw kiru, wyziewów gazu i błotnych wulkanów są rozpowszechnione wzdłuż obydwóch stoków kaukaskich gór, od półwyspu Tamańskiego do półwyspu Apszerońskiego, na całej długości tego pasma górskiego około 1000 km. Stosunkowo więcej rzadkiemi są objawy twardych bitumów w postaci stałych stratygraficznych poziomów skał bitumicznych; do takich skał należą łupki bitumiczne jednego z poziomów oligocenu i miocenu (łupki Majkopskie) i wapienie asfaltowe górnej jury na brzegu morza Czarnego około Gagr.

Pionowy przekrój utworów od górnej kredy do postpliocenu na północnej stronie pasma górskiego obejmuje wszystkie stratygraficzne poziomy bez przerwy (patrz załączoną tablicę); w kierunku biegu warstw niektóre poziomy są znacznie różnemi facialnie, czasem na niewielkiej odległości, lecz przewodnie poziomy cechują się typowemi grupami skamielin, i takie poziomy, jak akczagył, pont, meotyczny, środkowy sarmat, piętro śródziemnomorskie (Czokrak i warstwy z Spirialis) łatwo mogą być ustalonemi. W kierunku od góry do dołu drobiazgowość poszczególnych przekroi zmniejsza się; górne partje jak postpliocen należą do śródmorza Aralo-Kaspijskiego; średnie, jak pliocen, miocen i oligocen do więcej szerokiego morza Ponto-Kaspijskiego, które bez przerwy rozprzestrzeniało się przez południową Rosję do Rumunji i polskich Karpat i dalej na zachód, łącząc się w czasie eocenu z wielkiem morskiem zagłębiem śródziemnem.

Miejscowe poziomy, które uwidoczniają się gdzie indziej lukami na miejscu niektórych poziomów stratygraficznych, nie mają wielkiego rozpowszechnienia i naogół są najlepiej uwidocznione w środkowym pliocenie, więc w czasokresie, kiedy rozpoczęło się więcej znaczne rozczłonkowanie morskiej przestrzeni.

Miąższość serji utworów trzeciorzędowych i czwartorzędowych Kaukazu nie jest nadzwyczajną w porównaniu np, z miąższością serji kredowych w ropnych regjonach Stan. Zjednoczonych. W najlepiej zbadanych regjonach na półwyspie Apszerońskim (regjonie bałachańskim) miąższość wynosi zaledwie 2800—3000 m.

Przekrój kaukaskiego trzeciorzędu obejmuje serje od typowo morskich (warstwy foraminiferowe oligocenu, diatomowe ze szczątkami ryb i wielorybów w miocenie, warstwy czokrakskie i spirialisowe miocenu) do brzeżnych, jak warstwy produktywne na Apszeronie z fauną słodkowodnych i lądowych ślimaków *(Planorbis, Helix);* warstwy gipsonośne w sarmacie świadczą o warunkach lagunowych. Faciesy typowego fliszu zupełnie podobnego do fliszu Alp i Karpat w postaci cienkiego przewarstwowienia piaskowców, glin i margli bez fauny, ze szczątkami fucoidów, znakami hieroglifów, mają szerokie rozpowszechnienie tylko w dolnym eocenie i górnej kredzie.

Ropne poziomy są podporządkowane w różnych częściach Kaukazu niejednakowym stratygraficznym poziomom, od dolnego oligocenu (warstwy foraminiferowe) do postpliocenu (piętro bakińskie). Ropa jak mineralogiczne zjawisko jest znana w wapieniach dolnej kredy (Kyzył-Burun w powiecie kubinskim gub. bakińskiej), w glinach i wapieniach górnej jury (w różnych miejscowościach obwodu kubańskiego).

Roponośność Kaukazu nie jest zlokalizowaną tylko na północnej stronie tego pasma; piękne objawy ropne są znane w wielu miejscowościach na południowej stronie w Gruzji na wschód i zachód od Tyflisu. Kaukaz jest tylko częścią nadzwyczaj rozległej strefy ropnej, która przez wyspę Czeleken i miejscowości kraju Zakaspijskiego ciągnie się aż do Fergany w Turkiestanie, a w kierunku południowym wzdłuż brzegu morza Kaspijskiego przez równinę Saljańską ma połączenie z ropną strefą północnej Persji. Wulkaniczny regjon południowego Kaukazu oddziela strefę kaukaską od ropnej strefy południowej Persji, która ma prawdopodobnie geologiczne połączenie z ropnemi strefami girlandy wysp, otaczających Azję z południa i wschodu (Birma, Sumatra, Jawa, Borneo, Filipińskie, Japonja, Sachalin).

Ropa kaukaska należy do typu asfaltowego, czyli bliżej do typu naftenowego z domieszką bazy metanowej. Do ropy tej parafinowej bazy należą ropy wyspy Czeleken i zagłębia Nowego Groznego.

Jedne z ropnych regjonów strefy kaukaskiej nie są jeszcze dziś zbadanemi z punktu przemysłowego. Do takich należą tereny koło Kerczy, geologicznie stanowiące północno-zachodni koniec Kaukazu, tereny na południowy wschód od Groznego, wszystkie tereny na południowej stronie Kaukazu (byłe gubernje tyfliska, elizawetpolska, batumska) i wszystkie tereny kraju Zakaspijskiego.

Drugie regjony należą do terenów drugorzędnych z małą wydajnością; takiemi są liczne tereny w obwodzie kubańskim od półwyspu

Stratygraficzne przekroje

Systemy i poddziały		Obszary ropne: Bakiński (półwysep Apszeroński)		Szemachiński
Czwartorzędowy		Tarasy starego Kaspija Bakińskie piętro	Dolne piętro staro-kaspijskich warstw	Bakińskie piętro
Pliocen	Górny	Apszerońskie piętro Akczagylskie piętro		Apszerońskie Akczagylskie
Pliocen	Środkowy	Produktywna serja (słodkowodna niektórych autorów)	Bałachańska Kirmakińska	Przerwa — stwierdzone w Adżi-kabulskim i saljańskim rejonach, częśc. ropne
Pliocen	Dolny	Pontyjskie piętro	Górne poziomy: Didacna Lascarevi, D. schemachinica, D. pirsagatica, Monodacna babajanica. Dolne poziomy: Valenciennesia annulata, Card. Abichi	Górny, Środkowy, Dolny — pont częściowo ropny
Miocen	Górny	Gliny łupkowate diatomowe i rybne i margle z szczątkami Cetacaea (ssaki morskie)		Meotyckie piętro Sarmatskie piętro — ropne
Miocen	Środkowy	Warstwy z Spirialis		Przerwa
Miocen	Dolny	Majkopska serja	Gliny z Cedraxylon	Majkopska serja
Oligocen	Górny		Gliny z Amphisyle	
Oligocen	Środkowy i dolny	Kounska serja	Łupki zielone z Lamna	Przerwa
Eocen		Sumgaitskie warstwy (gliny marglowe lekkie, piaskowce gruboziarniste z Foraminifera)		?
Kredowy		?		Piaskowce i margle częściowo z ropą

terenów ropnych Kaukazu.

Tersky (pola Groznego)	Kubański (pola Majkopskie i inne do Tamani, Kerczeńskie).
	Piaski i żwiry z Paludina diluviana, Elephas sp., Elasmotherium sp.
Apszerońskie Akczagylskie	Warstwy Czaudy Warstwy nad-rudonośne
Przerwa	Warstwy rudonośne (czyli piętro Kimeryjskie)
Przerwa	Warstwy Kamysz-Buruna Warstwy z Valenciennesia annulata, Card. Abichi.
Meotyckie piętro Sarmat { Górny, Środkowy, Dolny	Meotyckie piętro Sarmat { Górny, Środkowy (z ropą w Iisku i na Tamani), Dolny
Warstwy spaniodontowe (roponośne) Czokraksko-spirialisowe (roponośne)	Warstwy spaniodontowe z Spaniodontella pulchella (częściowo roponośne) Czokraksko-spirialisowe { roponośne na polach Kałużskiej i Iiska
Majkopska serja roponośna częściowo	Majkopska serja | Gliny liściaste brunatne i czarne z szczątkami ryb, warstwami spongolitu i piasków ropnych (gliny z Pecten denudatus na Kerczeńskim półwyspie)
Warstwy foraminiferowe	Warstwy foraminiferowe (białe i niebieskawo-zielone margle i gliny, częściowo ropne)
Margle zielone i czerwone	Piaskowce przewarstwowione glinami Piaskowce, gliny i margle w faciesie fliszowym
?	Fliszowy facies.

Tamańskiego do regjonu majkopskiego. Regjonami przemysłowemi pierwszej klasy są regjony Baku i Groznego, mniejszego znaczenia są regjony majkopski i wyspy Czeleken.

Półwysep Kerczeński. Tektoniczną formą serji ropnych pokładów jest doskonale wykształcona forma fałdów wydłużonych; ropne poziomy były spotkane na głębokości 240 — 330 m w pokładach z *Spaniodon* i na głębokości 537 m w pokładach z *Spirialis*; na obydwóch poziomach ropa jest zebraną w porowatych cienkich warstwach margli i piasku pośród glin plastycznych, prowadzących do zgniecenia rur w świdrowych otworach. Ropa ma c. g. 0,875—0,890. Wyziewy suchych gazów i zjawiska błotnych wulkanów są znane naokoło w wielu miejscowościach.

Obwód kubański w swej północno-zachodniej partji obejmuje kilka regjonów ropnych, ściśle złączonych z wykształceniem krótkich antyklin (brachyantykliny) i kopuł; ropne poziomy były nawiercone na Tamani w pokładach rudnych, pontu, sarmatu i serji majkopskiej; dalej ku południo-wschodowi (Kudako) ropne poziomy były spotkane przeważnie w pokładach z Spaniadon i czokrakskich. Zaburzenie pokładów pofałdowanych często jest doprowadzone do stopnia przetknięcia warstwami głębszemi warstw na skrzydłach fałdu przy jednoczesnem przewaleniu całego fałdu w kierunku na północ. Taki typ fałd został nazwany przez prof. Mrazeca w Rumunji typem fałd *diapirowych*; według Mrazeca jest to fałd antyklinalny, w którym zgniecione pokłady jądra przebijają pokrywające pokłady, a na skrzydłach pokłady ssuwają się do dołu, pomału przyjmując upad więcej łagodny; często takie osuwanie się prowadzi do ciśnienia, skutkiem którego pokłady jądra zostają u dołu zgniecionemi i jądro przyjmuje kształty grzybu. Ten typ bardzo jest rozpowszechniony pośród warstw plastycznych, jak sól, gliny i nie jest znanym pośród twardych wapieni. W Rumunji [1]) i na Kaukazie fałdy tego typu znajdują się pośród fałd najnowszych na Podkarpaciu i na krańcowych partjach Kaukazu, na Tamani i około Baku.

Słabe pofałdowanie trzeciorzędu wzdłuż podnóża Kaukazu nieco wzmaga się w kierunku na południo-zachód w stronę więcej wysokich gór, lecz głównym typem pofałdowania zostają fałdy krótkie, osi których zanurzają się w kierunku biegu w obie strony.

W kierunku ku południo-wschodowi wzdłuż Kaukazu na południku miasta Ekaterynodara stopień zaburzenia wzrasta i pomiędzy strefą trzeciorzędu a strefą kredową zjawia się wyraźny uskok podłużny;

---

[1]) Mrazec, Sur la géologie des gisements roumains de pétrole. 3 Congrès intern du pètrole. Tom I, Bukarest, 1912

Mrazec, Ueber die Bildung der Rumän. Petroleumlagerstätten. 3 Cong. intern. du pètrole. T. II, Bukarest, 1910.

pofałdowana strefa kredowa jest znacznie wydźwignięta, a w strefie trzeciorzędowej, również znacznie podjętej hypsometrycznie, pokłady utrzymują jednostajny monoklinalny upad na NE. Jeszcze dalej na SE w obwodzie terskim ku Groznemu strefa trzeciorzędowa znowu jest pofałdowaną w stopniu znacznie większym, aniżeli na Tamani; utwory trzeciorzędowe tworzą tu kilka wyraźnych grzbietów górskich, towarzyszących z północy fałdom kredowym.

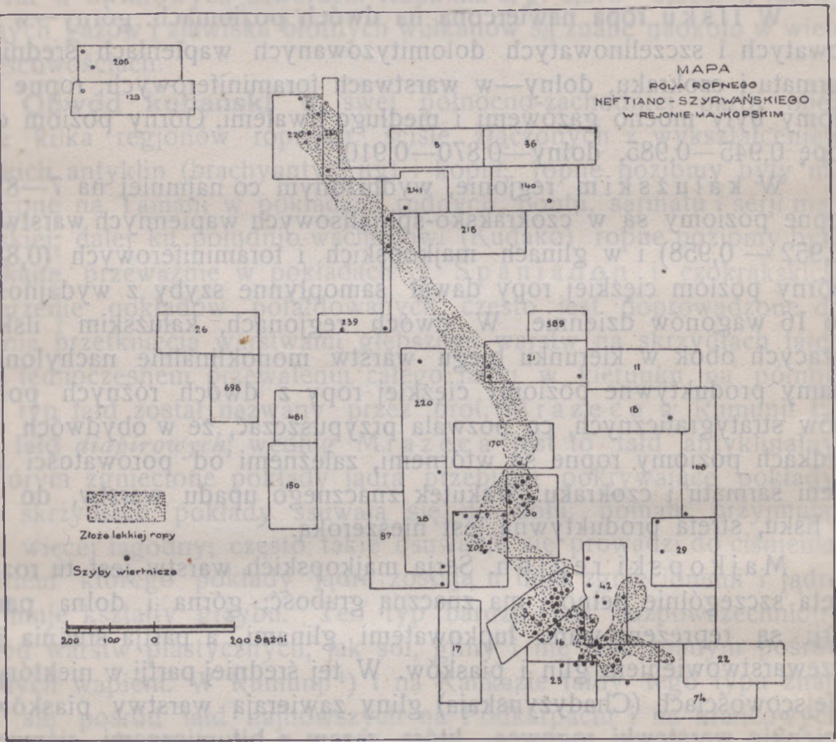
W strefie monoklinalnego upadu warstw trzeciorzędowych znajdują się drugorzędne tereny naftowe Ilska, kałużskie i regjon majkopski.

W Ilsku ropa nawiercona na dwóch poziomach: górny—w porowatych i szczelinowatych dolomityzowanych wapieniach średniego sarmatu i czokraku, dolny—w warstwach foraminiferowych; ropne poziomy były mocno gazowemi i niedługo trwałemi. Górny poziom daje ropę 0,945—0,985, dolny—0,870—0,910.

W kałużskim regjonie, wydłużonym co najmniej na 7—8 km ropne poziomy są w czokraksko-spirialisowych wapiennych warstwach (0,952 — 0,958) i w glinach majkopskich i foraminiferowych (0,880). Górny poziom ciężkiej ropy dawał samopłynne szyby z wydajnością do 16 wagonów dziennie. W dwóch regjonach, kałużskim i ilskim, leżących obok w kierunku biegu warstw monoklinalnie nachylonych mamy produktywne poziomy ciężkiej ropy z dwóch różnych poziomów stratygraficznych, co pozwala przypuszczać, że w obydwóch wypadkach poziomy ropne są wtórnemi, zależnemi od porowatości wapieni sarmatu i czokraku. Wskutek znacznego upadu warstw, do 45° w Ilsku, strefa produktywna jest nieszeroką.

Majkopski regjon. Serja majkopskich warstw jest tu rozwinięta szczególnie pełno i ma znaczną grubość; górna i dolna partje serji są reprezentowane łupkowatemi glinami, a partja średnia jest przewarstwowieniem glin i piasków. W tej średniej partji w niektórych miejscowościach (Chadyżynskaja) gliny zawierają warstwy piaskowca i cienkie warstewki rogowca, które razem z bitumicznemi ciemnemi łupkami (z wielką ilością łusek ryb i całych szkieletów) przedstawiają litologicznie najzupełniejszą analogję karpackich łupków menilitowych z rogowcami; rogowce majkopskiej serji powstały przez przekształcenie wielkiej ilości igieł krzemionkowych gąbek i otrzymały nazwę spongolitów. W majkopskiej serji są ustalone trzy ropne poziomy. Dwa górne z ropą ciężką (0,940) w partji piasków i glin; te dwa poziomy (neftiański i szyrwański według nazw osad kozackich, około których oddawna poziomy były eksploatowane zapomocą studni) mają grubość każdy do 50—60 m i są złożone z przewarstwowienia piasków, piaskowców i glin łupkowatych. Partja pomiędzy temi poziomami (150—170 m) jest złożona z piasków z częstemi pokładami z wtrąceniami kawałków gliny i odłamków twardych wapieni i łupków warstw

mezozoicznych; ta serja warstw, tak zwanych z wtrąceniami, zawiera piaski wodne na kilku poziomach. Trzeci dolny ropny poziom, zawierający lekką ropę (0,844) obfitą w związki aromatyczne (tuluol), leży na pograniczu serji majkopskiej i foraminiferowej. Poziom jest złożony z grupy soczewic piasku (rys. 40) przykrytych warstwami (40—50 m) ciemno-szarych bitumicznych glin. Grupa soczewic jest rozmieszczoną w kierunku pod kątem do 40° do kierunku biegu warstw, mających łagodny upad na NE. Całość tych soczewic tworzy więc rodzaj wężowatej i wąskiej kiszki, bo o szerokości do 200—230 m, z wyraźnym



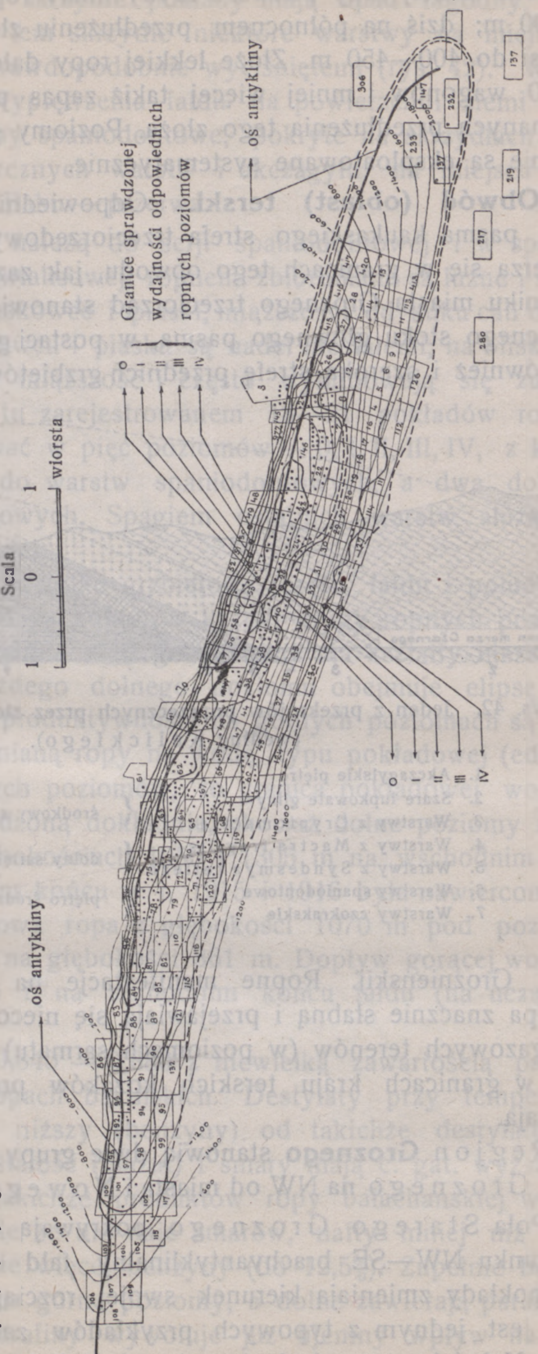
Rys: 40. Ropne pole n e f t i a n o - s z y r w a ń s k i e.

Typ złoża w postaci grupy soczewic pośród warstw o łagodnym monoklinalnym upadzie.

kierunkiem uchylenia (pitch); miąższość piasków ropnych nie przekracza 15—18 m; na rozciągłość ta ławica piasków jest zbadana obecnie na przestrzeni około 3$^1/_2$ km. Poszczególne soczewice piasków są prawdopodobnie partjami nasyconemi ropą i przedzielonemi partjami słabo nasyconemi. Zagłębienie zajęte piaskami ropnemi jest wyraźnem wyżłobieniem na powierzchni warstw glin foraminiferowych; te warstwy wzdłuż złoża ropnych piasków były spotykane na obydwóch stronach na metrów 50—70 wyżej, niż pod złożem. W poprzecznym przekroju złoże ma kształty asymetryczne; strona północno-wschodnia jest wię-

cej stromą, niż strona południowo-zachodnia. W stropie złoża zwykle jest pokład zlepieńca z kawałkami glin foraminiferowych i odłamków margli senonu.

Jak ten pokład z wtrąceniami, tak również i takie pokłady w środkowej partji serji majkopskiej świadczą o czasowych przerwach w sedymentacji i wahania się poziomu morza. Jedna z takich anormalnych przerw odpowiada wyżłobieniu powierzchni glin foraminiferowych, osadowi piasków ropnych w niem i pokryciu ich pokładem z wtrąceniami; za tą epoką nastąpiła znowu normalna tu serja łupków bitumicznych i piasków. Rażącem jest podobieństwo pomiędzy złożami majkopskim i w Pechelbronn:, lecz tam soczewice powtarzają się na dwóch poziomach, tu na poziomach górnych złoża ciężkiej ropy mają wyraźny pokładowy charakter, chociaż z niejednakowem nasyceniem piasków. Należy zwrócić jeszcze uwagę, że bezpośrednio nad złożem lekkiej ropy na jednakowym pionowym przekroju górnych ropnych poziomów zwykle nie spotykano. Poziom lekkiej ropy jest bardzo obfity w gazy; wybuchowe szyby są zwykłem zjawiskiem.

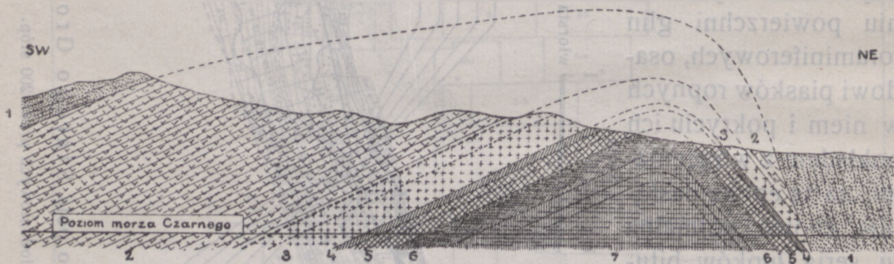


Rys. 41. Mapa strukturalna ropnego pola Starego Groznego.

Warstwice stropu warstw spaniodontowych przez 200 stóp.

Zgodnie z ogólnym upadem warstw na NE na południowej części złoża lekkiej ropy pierwsze szyby miały ropę na głębokości od 75 do 200 m; dziś na północnem przedłużeniu złoża głębokość szybów wynosi do 400—450 m. Złoże lekkiej ropy dało od roku 1910 do dziś 74.500 wagonów i mniej więcej takiż zapas pozostaje w granicach już znanych przedłużenia tego złoża. Poziomy górne ciężkiej ropy do dziś nie są eksploatowane systematycznie.

Obwód (oblast) terski. Odpowiednio do ogólnego rozwoju pasma kaukaskiego strefa trzeciorzędowych utworów znacznie rozszerza się w granicach tego obwodu, jak zaznaczyliśmy wyżej. Na południku miasta Groznego trzeciorząd stanowi nietylko jedną część północnego stoku głównego pasma, w postaci grzbietu Czornyje Gory, lecz również i szeroką strefę przednich grzbietów, jak Sunżenskij, Ter-



Rys. 42. Jeden z przekrojów poprzecznych przez złoże Starego Groznego (według Kalickiego).

1. Akczagylskie piętro
2. Szare łupkowate gliny } środkowy sarmat
3. Warstwy z Cryptomactra }
4. Warstwy z Mactra fragilis } dolny sarmat
5. Warstwy z Syndesmya reflexa }
6. Warstwy spaniodontowe } piętro śródziemnomorskie.
7. Warstwy czokrakskie }

skij i Groznienskij. Ropne manifestacje na południo-wschód od Majkopa znacznie słabną i przejawiają się nieco znaczniej tylko w postaci gazowych terenów (w poziomach sarmatu) około miasta Stawropola; w granicach kraju terskich kozaków przejawy ropne znowu wzrastają.

Regjon **Groznego** stanowią dwie grupy ropnych pól — Starego Groznego na NW od miasta i Nowego Groznego na SE.

Pola Starego Groznego pokrywają wydłużony na 15 km w kierunku NW—SE brachyantyklinalny fałd (rys. 41); na końcach fałdu pokłady zmieniają kierunek swojej rozciągłości nader wyraźnie i fałd jest jednym z typowych przykładów zamkniętej tektonicznej formy. Największe wyniesienie osiowej linji fałdu przypada na środkową część pola (Mamakajewskaja bałka); w kierunku biegu oś prawidłowo zapada w obydwie strony. Skrzydło północno-wschodnie jest

zbudowane z pokładów o upadzie stromym (do 60 — 80°); na południowo-zachodniem skrzydle pokłady mają upad łagodny, około 25—30°; jednak i na tem skrzydle niektóre warstwy na miejscu ich przerwy mogą być prawdopodobnie wyciśniętemi (rys. 42). W miejscach największego wypiętrzenia fałdu na powierzchni ziemi występują piaskowce i gliny spaniodontowe, pokryte na skrzydłach pokładami sarmatu, meotycznych warstw i akczagyłu; na miejscu pontu i serji produktywnej Baku — przerwa.

Ropne poziomy należą do serji spaniodontowej i w spągu jej do serji czokraksko-spirialisowej; ropnemi zbiornikami są luźne i szczelinowate kwarcowe piaskowce i piaski, miąższości od kilku cali do 17—22 m. Pokłady piaskowcu i piasku są nader niestałemi; na bliskiej odległości mieniają oni miąższość i często wyklinowują się zupełnie. Wszystkiego zostało tu zarejestrowanem 18—21 pokładów ropnych, które można zgrupować w pięć poziomów — 0, I, II, III, IV, z których pierwsze trzy należą do warstw spaniodontowych, a dwa dolne — do czokrasko-spirialisowych. Spągiem ostatnich warstw służą łupki i gliny serji majkopskiej.

Produktywnemi są tylko grzbietowa część fałdu i południowo-zachodnie skrzydło. Mapa konturów każdej grupy ropnych poziomów stwierdza, że powierzchnia każdego poziomu ma kształty niezamkniętej elipsy; elipsa każdego dolnego poziomu obejmuje elipsę wyżej położonego. Granice produktywności na górnych poziomach są tu naznaczone wyraźnie zmianą ropy na wodę, typu pokładowej (edge water); co zaś do dolnych poziomów, to granica pokładowej wody nie została jeszcze stwierdzoną dokładnie, chociaż dolne poziomy zostały osiągnięte już na głębokościach 1050 i 1305 m na wschodnim końcu fałdu. Również na tym końcu w r. 1915 i 1916 była nawierconą (Solenaja bałka) wybuchowa ropa z głębokości 1070 m pod poziomem gorącej wody (80°C) na głębokości 861 m. Dopływ gorącej wody był spotkany już dawno i na zachodnim końcu fałdu (na uczątskach McGarwey).

Ropa ma c. g. 0,840 — 0,880 z niewielką zawartością parafiny; siarki więcej niż w ropach bakińskich. Destylaty przy temperaturze do 100° mają c. gat. niższy (benzyny) od takichże destylatów bakińskich rop, a pozostałość (mazut) i smary mają c. gat. wyższy i są więcej ciekłemi od takichże produktów ropy bałachańskiej w Baku. Ropa Groznego prawie że nie daje smarów, nafty mniej niż bakińska, lecz daje znacznie więcej benzyny (do 12,5%). Zupełnie bezparafinową ropę dają tylko górne poziomy, a dolne zawierają parafiny na tyle, że obecność parafiny wywołuje już ujemny wpływ na mazut (pozostałość) podwyższając temperaturę jego gęstnienia. W zachodniej części pola ropnego ropa jest cięższą, do 0,906—0,910

Eksploatacja Groznego była rozpoczęta w 1893 roku; produkcja

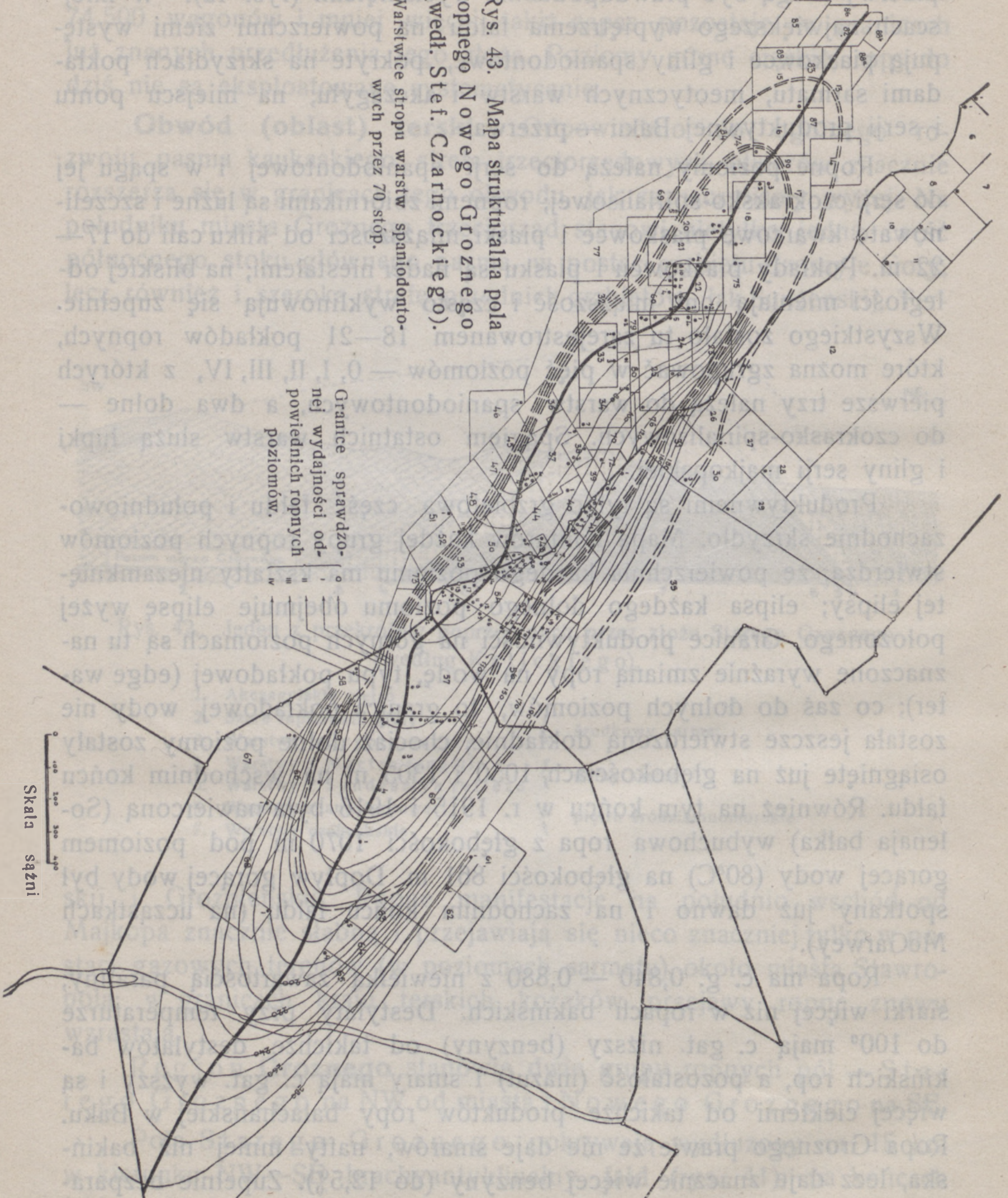
zbudowane z pokładów o upadzie stromym (do 60—80°), na południowo-zachodniem skrzydle pokłady mają upad łagodny, około 25—30°; jednak i na tem skrzydle niektóre warstwy na miejscu ich przerwy mogą być prawdopodobnie [illegible] (rys. 42). W miejscach najwyższego wypiętrzenia fałdu na powierzchni ziemi występują utwory iłów i gliny spaniodontowych, pokryte na skrzydłach pokładami sarmatu, meotycznych warstw akczagyłu, na miejscu pontu i serji apszerońskiej (Baku) — przerwanemi.

Ropa naftowa należy do serji spaniodontowej i w spągu jej do warstw czokrako-spirialisowej; ropne warstwy z piaskami są łatwe i szczelinowate, a grubość pokładów piaskowców od kilku cali do 17—22 stóp. Pokłady ropne są w piaskowcach niestałemi, na bliskiej odległości zmieniają swoją miąższość i szybko wyklinowują się zupełnie. Wszystkiego zbadano i przetestowanem 18—21 pokładów ropnych, które można zgrupować w pięć poziomów — 0, I, II, III, IV, z których pierwsze trzy należą do warstw spaniodontowych, a dwa dolne — do czokrasko-spirialisowych; spągiem ostatnich warstw służą iłupki i gliny serji majkopskiej.

Produktywnemi są obydwa skrzydła z północo-wschodu i południowo-zachodnie skrzydło. Wymienione granice ropnych poziomów stwierdzają, że powierzchnia poziomu ma kształt niezamkniętej elipsy; elipsa każdego niższego poziomu obejmuje elipsę wyżej położonego. Granice produktywności na górnych poziomach są tu naznaczone wyraźnie zmianą ropy na wodę, t. j. pokładową (edge water); co zaś do dolnych poziomów, to granica wody pokładowej nie została jeszcze stwierdzona dokładnie, jednak obie poziomy zostały osiągnięte już na głębokościach 105—110 s. u wschodnim końcu fałdu. Również na tym końcu w r. 1917 została odwiercona (Solenaja balka) wybuchowa ropa z głębokości 1070' pod poziomem gorącej wody (80°C) na głębokości 800'. Dopływ gorącej wody był spotkany już dawno i na zachodnim końcu fałdu przy uczątkach McGarwey).

Ropa ma c. g. 0,840 — 0,850 z niewielką zawartością siarki więcej niż w ropach bakińskich. Destylaty przy temperaturze do 100° mają c. gat. niższy (benzyny) od takichże destylatów bakińskich rop, a pozostałość (mazut i smary) mają c. gat. wyższy i są więcej ciekłemi od takichże produktów ropy bakińskiej w Baku. Ropa Groznego prawie że nie daje smarów, natomiast niż bakińska, lecz daje znacznie więcej benzyny (do 13,5%). Zupełnie bezparafinową ropę dają tylko górne poziomy, a dolne zawierają parafinę na tyle, że obecność parafiny wywołuje już ujemny wpływ na mazut (pozostałość) podwyższając temperaturę jego gęstnienia. W zachodniej części pola ropnego ropa jest cięższa, do 0,906—0,910.

Eksploatacja Groznego była rozpoczęta w 1893 roku; produkcja



Rys. 43. Mapa strukturalna pola ropnego Nowego Groznego (wedł. Stef. Czarnockiego).
Warstwice stropu warstw spaniodontowych przez 70 stóp.

w r. 1914 wynosiła 98,4 milj. pudów (13 milj. baryłek) przy 315 produkujących szybach; przeciętna głębokość szybów była 625 m. Roczna wydajność na szyb w r. 1898 była 528.600 pudów (66100 baryłek), a w 1914 — 226.300 pudów (28.400 baryłek).

Złoże dało do r. 1916 — 1.034.000.000 pudów czyli 1.720.000 wagonów, a pozostały zapas w zbadanej części złoża obliczają na więcej jak dwa razy tyle (około 4.000.000 wagonów).

Pola Nowego Groznego (rys. 43) (często pola nazywają regjonem ałdynskim) pokrywają zamkniętą fałdę takiegoż kierunku jak i w Starym Groznym, lecz z dwoma miejscowemi wypiętrzeniami osi; skrzydło północno-wschodnie jest więcej łagodne (od 12°—30° do 45—50° i więcej) i upad warstw zwiększa się w miarę oddalenia od osi fałdy; skrzydło południowo-zachodnie więcej strome, od 40—45° do 70—75°. W środkowej części fałdu występują na powierzchni ziemi środkowe i górne sarmackie warstwy, a na zamykających końcach fałdu występują warstwy meotyczne i akczagył. Grzbietowa część fałdu jest dosyć płaską i szeroką, na tej części są położone główne produkujące szyby. Ropne poziomy są w warstwach serji spaniodontowej i czokraksko-spirialisowej, które na powierzchni nie są rozkryte i nawet na grzbiecie fałdu warstwy spaniodontowe są na głębokości 160 sążni (368 m), a dalej od osi na głębokościach 262 i więcej sążni (602 m.).

Ropnych pokładów zarejestrowano 16, piaskowce i piaski; z nich przemysłowo wydajnych jest pięć, na głębokości od 8--10 do 150—175 sążni od stropu warstw spaniodontowych. W porównaniu z polami Starego Groznego te 5 ropnych poziomów odpowiadają poziomom od 0 do górnej partji III, więc do dziś dolna partja poziomów III i cały IV jeszcze nie są wprowadzone w produkcję. Dotychczas wiercenie było tylko na osiowej części i na północnem skrzydle; roponośność skrzydła południowego pozostaje jeszcze niezbadaną.

Złoże zaczęto odbudową zaledwo w r. 1913, zbadane jest jeszcze słabo, lecz można przypuszczać, że i na tem złożu produktywność każdego z dolnych poziomów ma granice więcej szerokie od granic poziomów górnych. Na tych poziomach na północnem skrzydle i w miejscach zanurzenia podłużnej osi był otrzymany z głębokości 470 sążni (860—987 m) znaczny dopływ gorącej (74°C) wody prawie słodkiej. W r. 1913 dzienna wydajność szybów była 40 ton (280 baryłek).

Ropa ma c. g. 0,845 — 0,850 i ma parafinową bazę; zawartość parafiny jest na tyle wysoką (do 8%), że zimową porą parafina zakorkowuje rurociągi.

Do r. 1917 teren dał 96 milj. pudów (12 milj. baryłek), a zapas na części złoża już zbadanej określają na 2.375.000.000 pudów, czyli około 4.000.000 wagonów.

Do ropnych obszarów wymienionych wyżej przednich grzbietów należą oprócz regjonu Groznego kilka innych, jak 1) woznie s i e n s k i, na zachodniej części pasma terskiego, 2) Aczałuki, Karabułach, Michajłowska (Siernowodsk) i Samaszkinska w pasmie Sunżenskich gór, 3) regjon bragunski czyli Karach (około Goriaczewodska), 4) regjon gudermeski czyli kaczkałykowski w obrębie gór tejże nazwy. We wszystkich tych regjonach ropne poziomy są podporządkowane serjom czokraksko-spirialisowych warstw, jak i w Groznym. Przemysłowe znaczenie zostało stwierdzone wierceniami w r. 1915 części regjonu wozniesienskiego; w innych oddawna istniała eksploatacja zapomocą kopanych szybów. W regjonie bragunskim były wykonane cztery wiercenia, z których dwoma został stwierdzony dopływ ciężkiej ropy w ilości 150 pudów (2420 kg) i 200 pudów (3220 kg) dziennie. W regjonie gudermeskim około Isti-su wycieki ropne występują na powierzchnię z gorącą wodą. Budowa tektoniczna we wszystkich tych regjonach jest więcej skomplikowaną w porównaniu z budową na polach Groznego; kilka razy zostało stwierdzone przez wiercenia istnienie budowy przewalonej, naprzykład w regjonach bragunskim i gudermeskim.

W górach Czarnych, czyli na wypiętrzeniach wzdłuż stoku głównego grzbietu Kaukazu, naturalne przejawy ropne, jak wycieki, piaski zakirowane (Datych, Wozdwiżenskaja, Wedeno, Benoj, Dyłym, Sułak i inne) są złączone przeważnie z warstwami „majkopskiej“ serji, które mają tu powszechnie spokojne monoklinalne położenie, więc warunki geologiczne są podobne do warunków obszaru majkopskiego. Natomiast strefa przednich grzbietów czyli zewnętrzna znajduje swoje przedłużenie w kierunku ku SE od Groznego wzdłuż brzegu morza Kaspijskiego pomiędzy miastami Pietrowskiem i Derbentem; ropa występuje tu w warstwach czokraksko-spirialisowych i foraminiferowych naprz. na terenach Berekej-Kajakent, gdzie w dwa lata z 3 otworów otrzymano do 5000 wagonów ropy; na terenach Derbentu około Mamed-Kała są znane obfite wycieki gazu.

Półwysep Apszeroński, czyli tereny bakińskie (rys. 44).

Półwysep jest podobny w swojej geologicznej budowie do półwyspu Tamani. Fałdy kredowych utworów wysokiego Kaukazu zaczynają na południku Szemachi tonąć w kierunku SE pod powłoką trzeciorzędu, jak zanurzały się one w kierunku NW na Tamani. Wschodnia część półwyspu Apszerońskiego jest zbudowaną z wapieni i glin piętra apszerońskiego, które zostały zniszczone do poziomu morza przez wody starego Kaspja i ta część półwyspu jest płaską równiną, na której można zauważyć tylko zamknięte wklęśnięcia, wypracowane czynnością wiatru, jak około osad Surachany i Kała. Na zachodniej



Rys. 44. Schematyczna mapa rozmieszczenia głównych tektonicznych linij i złączonych z niemi pól naftowych Bakińskiego obszaru.

części półwyspu północna i południowa strefy są różnemi. Północna jest więcej łagodnie wyrzeźbioną, bo jest złożoną przeważnie z glin i piasków neogenu i paleogenu, a na południowej strefie są rozwinięte wapienie apszerońskiego piętra o znacznej miąższości, które tworzą strome zbocza wszystkich dolin (Zych, Baładżary, Jasamalska, Puta, Bibi-Ejbat).

Warstwy trzeciorzędowe na całym półwyspie są zebrane w serję fałd (więcej jak 10) o kierunku biegu z NW na SE, lecz z uchyleniami do EW i nawet NS, wskutek czego poszczególne fałdy mają często nader zawikłane wygięcia i łuki, jak naprzykład fałdy binagadziński, surachański i bibi-ejbatski. Płaskowzgórza, które uwydatniają się na tej wyrzeźbionej krainie, jak plato Gezdek, mają wyraźną synklinalną budowę, powtarzając w minjaturze budowę wysokich płaskowzgórz Dagestanu. Poszczególne fałdy mają często asymetryczną budowę, w niektórych wypadkach bliską typu diapirowych fałd; uskoki nie mają większego znaczenia. Liczne błotne wulkany, niektóre znacznych rozmiarów, dopełniają różnorodną rzeźbę półwyspu; jedne z nich są nasadzone na osiach antyklinalnych fałd (Bog-boga, Keireki, Bejuk-dag, Lok-Botan i inne), drugie są położone w synklinach (Otman-bozy-dag), lub na skrzydłach fałd (Gezdek).

Geologiczny przekrój utworów półwyspu jest ustalony; długi czas warstwy, zawierające główne ropne poziomy, piętro produktywne, zaliczano albo do oligocenu, albo do sarmatu; we wszystkich książkach geologicznych o nafcie, jak H ö f e r a i E m m o n s a, przekrój półwyspu jest podany zupełnie nieprawidłowo (patrz tabelę na str. 114).

Ropa jest stwierdzoną w różnych stratygraficznie poziomach i w różnych litologicznie warstwach od postpliocenu do oligocenu, jednak bogactwo bakińskich terenów polega na ropnych poziomach tylko serji produktywnej, położonej między piętrami pontyjskiem i akczagyłem.

Ropne pola dzielą tu na grupy czyli regjony, z których cztery mają dziś największą przemysłową wartość.

Regjon bałachano-sabunczy-ramaninski. Ta grupa obejmuje trzy najstarsze ropne pola, położone w granicach jednego antyklinalnego fałdu, ograniczonego ze strony wschodniej, południowo-wschodniej i południowej wapieniami piętra apszerońskiego. Piętro akczagylskie jest przedstawione czarnemi łupkami (niezawierającemi wapna) z kilku pokładami światłego popiołu wulkanicznego, które służą zwykle przewodniemi poziomami przy wierceniach. Pokłady popiołu wulkanicznego są bardzo stałym poziomem w akczagyle, chociaż powtarzają się one w apszeronie i poncie; nie są to pokłady powstałe wskutek wybuchów błotnych wulkanów, bo zostały one stwierdzone również i w piętrze akczagyłu w Nowym Groznym, gdzie błotnych wulkanów niema. Prawdopodobnie, że pokłady popiołu w akcza-

gyle są wynikiem czynności wulkanów południowego Kaukazu, których popiół został rozpowszechniony od Tamani do Czelekena.

Miąższość górnej partji produktywnej serji wynosi na polach Balachany (południowe skrzydło fałdu) około 400 sążni (840 m); stropowa część tej partji (198 sążni, czyli 415 m) jest przewarstwowieniem piasków i glin, środkowa część (135 sążni czyli 283 m) złożona z piasków i piaskowców z nieznacznemi tylko warstwami glin; dolną część (48 sążni czyli 105 m) tworzy serja wodonośnych grubych piasków i piaskowców z kanciastemi otoczakami i kawałami gliny. Ta dolna część otrzymała nazwę „przerwy" w uwarstwowieniu i służy jako granica pomiędzy górną partją, czyli „serją bałachańską" i dolną partją produktywnych warstw, czyli „serją kirmakińską" miąższości około 200 sążni (420 m).

Ropne poziomy górnej serji rozpoczynają się na 93 sążniu od stropu serji i do głębokości 400 sążni zostały stwierdzone 34 ropne pokłady, które łączą zwykle w 9 grup czyli poziomów, ogólnej miąższości ropnych piasków do 144 sążni; reszta całej serji, więc około 256 sążni, przypada na warstwy mniej więcej gliniaste i gliny. Wszystkie te grupy są w eksploatacji na południowem skrzydle w Bałachanach, natomiast w Sabunczach na południowem skrzydle i w Ramanach na północnem eksploatują tylko pierwsze 5 ropnych poziomów. Stąd pochodzi, że często te górne 5 poziomów nazywają ramanino-sabunczyńską serją, a dolne poziomy — bałachańską serją w właściwem znaczeniu; dziś nazywają najwyższą część całej serji z I ropnym poziomem „surachańską" świtą.

Cała serja produktywnych warstw charakteryzuje się częstą zmianą glin piaskami w kierunku biegu, wyklinowaniem pokładów, uwarstwowieniem nieprawidłowem, diagonalnem (przekątnem); wszystko to są cechy utworów brzeżnych. W glinach i piaskach górnej partji często są muszle słodkowodnych ślimaków (*Planorbis, Lymnaea, Melania*), co jest powodem, że tę serję nazywają również „słodkowodną", chociaż znaczna słoność wód w tej serji i jej litologiczne cechy zmuszają uważać ją za osady brzeżne o typie limanowym.

Wodnych poziomów liczą tu 8, z nich główne są: czwarty poziom pod V ropnym poziomem i ósmy w serji „przerwy".

Największą wydajność serja ma na południowo-wschodnim krańcu fałdu, gdzie pokłady opisują wygięcie, mając łagodny upad. Uskoki i przesunięcia poziome często zaburzają prawidłowość całego układu, lecz rozmiary tych przesunięć nie są znacznemi (15—35 sążni).

Ilość otworów świdrowych w r. 1901 była 1768 z produkcją 537,2 milj. pudów; w r. 1913 było otworów 2944, a wydajność — 293,9 milj. pudów; wydajność złoża stanowczo spada i obecnie przystąpiono do pogłębienia szybów na serję kirmakińską, w której zo-

stały stwierdzone 54 ropne pokłady; serja kirmakińska została osiągnięta na polach Bałachany na głębokości 840 m.

Ropa pól tej grupy należy do rop wysokiego gatunku, lecz niejednakowego w różnych częściach pól. W Bałachanach ropa górnych poziomów ma c. g. 0,867, dolnych — 0,907. W Ramanach stropowa partja zawiera ropę lekką czerwonej barwy, jak surachańska (patrz dalej); niżej znajduje się ropa zielonej barwy c. g. 0,867, a na głębokościach od 200 sążni (420 m) ropa c. g. 0,889. Naogół ropa bałachańska ma największą wydajność smarów, cechujących się małym c. gat. i znaczną lepkością. Ropę z największą zawartością smarów dają przeważnie pierwsze 6 poziomów ropnych serji produktywnej, więc serja ramanino-sabunczyńska i górny poziom serji bałachańskiej. Ropa tych poziomów zawiera parafiny bardzo mało, bo zaledwie do 0,5%, a ropa z głębszych poziomów — więcej, bo do 1,5%. Poziomy, które dają bezparafinową ropę w Sabunczach, zawierają ropę więcej parafinową w Ramanach i Surachanach.

Binagady. Fałd bałachański ma połączenie na zachód przez słone jezioro Kirmaku z uosobionym fałdem binagadińskim, osiowa linja którego jest w kierunku biegu znacznie zgiętą. W poprzecznym przekroju fałd ma budowę asymetryczną z południowem skrzydłem więcej łagodnem, niż skrzydło północne rozbite jeszcze uskokami. Szczyt fałdu jest rozkryty i w jądrze fałdu leżą warstwy foraminiferowe, majkopskie i spirialisowe, pokryte na skrzydłach glinami pontu z *Valenciennesia;* budowa przypomina typ diapirowy. Warstwy produktywne leżą tylko na skrzydłach fałdu.

Oddział górny, czyli serja bałachańska, jest słabo nasycony ropą i przeważnie tylko w dolnych partjach; główne ropne poziomy należą do oddziału dolnego, czyli serji kirmakińskiej i do spągowych partji bałachańskiej. Serja kirmakińska zawiera 54 ropne pokłady, ogólnej miąższości około 70 sążni; na polach Binagady jest w eksploatacji 29 pokładów, z których większe nasycenie mają 14, a z nich 4 są najwięcej grubemi i w największem nasyceniu. Nasycenie ropą zwiększa się również w kierunku od zachodu ku wschodowi, gdzie pokłady na skrzydłach zamykają fałd. Ropa c. gat. 0,913 — 0,925; produkcja w r. 1912 wynosiła 10 milj. pudów, a w r. 1915 — 32 milj. pudów (53.000 wagonów); do r. 1908 wydajność złoża była tamowaną niepomyślną walką z wodą. Ropa typowo asfaltowej bazy, lecz pozostałość daje doskonałe smary.

Surachany. Ropne pola obejmują szeroki i łagodny brachyantyklinalny fałd, czyli kopułę wydłużoną nieco w kierunku południka i przeciętą w partji grzbietowej uskokami i szczelinami. Kopuła jest ograniczoną ze wszystkich stron wapieniami piętra apszerońskiego.

Ropa i gazy stwierdzone w środkowej części kopuły w warstwach od dolnego apszerona do warstw serji produktywnej w granicach pierw-

szych 250 (525 m) sążni od stropu. W wapieniach apszerońskiego piętra ropa lokalizowana w szczelinach na stałych stratygraficznych poziomach, jak niżej.

W stropie serji produktywnej i wyżej ropa jest zupełnie bezbarwną c. gat. 0,776; na głębokości 70—100 sążni od stropu ropa ma barwę czerwoną o c. gat. 0,810—0,820, a na 100 sążni jeszcze głębiej ropa jest ciemną o c. gat. 0,840—0,860 najzupełniej odpowiadając typowi bałachańskiej.

Regjon był eksploatowany najpierw jak gazonośny; w warstwach apszeronu do stropu produktywnej serji liczono do 23 poziomów gazowych, z których 7 jest więcej stałemi. Pierwsze wybuchy czerwonej ropy były otrzymane w r. 1908 z głębokości 225 sążni, a następnie z głębokości 325 sążni był otrzymany w r. 1909 pierwszy wybuch ciemnej ropy c. g. 0,850. Do dziś zostało stwierdzone sześć ropnych poziomów w serji produktywnej na głębokości od jej stropu od 70 do 250 sążni.

Górna partja serji produktywnej z jej ropnemi poziomami, zupełnie odpowiadająca takiejże partji na polu Bałachany - Sabunczy - ramaninskiem, nie zawiera tu zupełnie wodnych warstw, co pozwala eksploatować jednocześnie kilka ropnych poziomów zapomocą perforowanych rur.

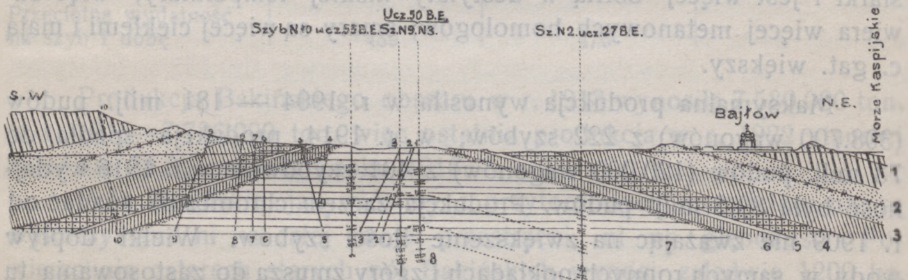
W r. 1915 ilość produkujących szybów była 45, które dawały więcej jak 60 milj. pudów ropy rocznie (więcej jak 100.000 wagonów, t. j. więcej od całej produkcji Polski[1]). Największą wydajność ma V ropny poziom (dzienna produkcja szybu około 21.000 pudów, czyli około 3000 baryłek). Pola nie są jeszcze zbadane nawet co do ich przestrzeni, a na głębokość pozostają jeszcze nie osiągniętemi wszystkie poziomy dolnej partji serji bałachańskiej i całej serji kirmakińskiej. Same pola surachańskie mogą przy odpowiedniej ich eksploatacji nietylko skompensować pewien upadek wydajności na polach Bałachany-Ramany-Sabunczy, lecz znacznie podjąć całą produkcję bakińskich terenów.

Trzy pola ropne — Bałachany, Ramany i Sabunczy stanowią razem z czwartem polem Bibi-Ejbat grupę tak zwanych „starych bakińskich pól“ i statystyka naftowa za stare lata zwykle uwzględniała produkcję tych pól, jako produkcję bakińską; dziś dołączają do tych liczb produkcję pól Binagady i Surachany.

Bibi-Ejbat. Pola naftowe leżą na południowej części półwyspu o 2 km od miasta Baku, na brzegu zatoki, która łączy się bezpośrednio z doliną Bibi-Ejbat w postaci malowniczego cyrku. Brzegi

[1]) W r. 1917 produkcja w Surachanach wynosiła 99,2 miljony pudów; w r. 1921—55, 1 milj. pudów.

i strome zbocza cyrku pozwalają ustalić tektoniczną formę pól, jako kopuły (rys. 45) nieco wydłużonej w kierunku NW—SE i zanurzającej się w stronę zatoki. Pokłady piętra apszerońskiego otaczają kopułę i zamykają ją ze strony północno-zachodniej; oba skrzydła mają upad łagodny (11°—29°), północno-wschodnie więcej łagodny. Liczne uskoki przecinają kopułę; niektóre szczeliny są wypełnione kalcytem. W granicach kopuły warstwy produktywne tworzą dwa mniejsze wypiętrzenia. Ropa zajmuje pewne poziomy już w dolnych warstwach apszeronu i w akczagyle, lecz prawdziwie ropnemi są warstwy serji produktywnej. Od stropu jej do głębokości 450 sążni (945 m) zaregestrowano 55 pokładów ropnych piasków; więcej stałych mających charakter prawdziwych pokładów bez przerwy liczą 14; z nich pokład V różni się zwłaszcza swoją stałością i nasyceniem na całem polu;



Rys. 45. Jeden z przekrojów przez złoże Bibi-Ejbatu (według Gołubiatnikowa).

1. Górne
2. Środkowe wapienne } piętro apszerońskie
3. Dolne
4-5-6. Piętro akczagylskie
7. Warstwy bałachańskie } serji produktywnej
8. Warstwy kirmakińskie
Linje 1—1 do 10—10 uskoki.

również lepszemi są pokłady IV i VII. Na wypiętrzeniach kopuły eksploatują przeważnie dolne pokłady (X—XIV); na skrzydłach — pokłady górne (V—XII). Pokłady I—XIII leżą w partji serji, odpowiadającej całej serji bałachańskiej; w spągu jej również są warstwy „przerwy" (z pokładami XII i XIII) i niżej leżą warstwy serji kirmakińskiej, która została osiągnięta w pokładach XIV i XV; z tych pokładów już otrzymano kilka wybuchowych szybów.

Mając na widoku wykorzystanie i części kopuły, która zanurza się pod zatoką Bibi-Ejbatu, rząd rosyjski przystąpił już oddawna do stopniowego zasypu tej płytkiej zatoki. W r. 1922 szyb założony na takim zasypie dał z głębokości około 120 m znaczny wybuchowy dopływ ropy. Granice pola ropnego zostały w ten sposób znacznie rozszerzone.

Wodnych poziomów na Bibi-Ejbacie jest do 33, z nich 10 więcej

stałych. W ropnych pokładach VI—VII i XII—XIII została stwierdzoną woda pokładowa typu „edge water", która również jak i wody górne, nie zamknięte należycie, zagrażają złożu zawodnieniem; 80% całej ilości wody, która otrzymuje się razem z ropą, należą do pokładów ropnych XII i XIII (przerywu) i stanowią górną wodę (top water) dla poziomów głębszych. Wody w serji produktywnej zupełnie nie zawierają soli siarczanych, które są zwykle w wodach piętra apszerońskiego i wyżej. W miarę pogłębienia mineralizacja wody zmniejsza się (zawartość Cl, Ca i Mg). Najmocniejsze solanki natomiast towarzyszą piaskom najwięcej nasyconym ropą. Geotermiczny gradient na Bibi-Ejbacie był określony na 24,57 m. C. gat. ropy zwiększa się w miarę głębokości od 0,850 dla ropy górnych poziomów do 0,907 dla ropy dolnych. Ropa w porównaniu z bałachańską zawiera więcej siarki i jest więcej obfitą w destylaty niskiej temperatury, więc zawiera więcej metanowych homologów; smary są więcej ciekłemi i mają c. gat. większy.

Maksymalna produkcja wynosiła w r. 1904 — 181 milj. pudów (308.700 wagonów) z 222 szybów; w r. 1914 produkcja spadła do 73 milj. pudów (120.000 wagonów) z 401 szybów, a w r. 1916 wydajność była 89,6 milj. pudów. Produkcja zaczęła chronicznie spadać od r. 1909 nie zważając na zwiększenie ilości szybów. Wielki dopływ wody w samych ropnych pokładach i zgóry zmusza do zastosowania tu kompresorów, zwłaszcza przy eksploatacji dolnych pokładów w środkowej części kopuły; takich kompresorów pracuje tu 40 i dziś jest projekt powiększyć ilość kompresorów do 80, aby naprężonym ściągnięciem wody zatrzymać zawodnienie pola i zwiększyć produkcję szybów już zawodnionych. Zasadą takiego projektu można uważać fakty znane z praktyki Kalifornji. Kilka szybów jest położonych na warstwach monoklinalnie pochyłych; woda dusi naturalnie szyby położone niżej w kierunku upadu warstw. Stosując kompresor można przez jeden z dolnych szybów (key-well nazywają w Kalifornji) ściągać tyle wody, że w szybach położonych wyżej produkcja zwiększa się (od 100% do 500%), bo zmniejsza się w nich ilość wody jednocześnie z ropą pompowanej. Ropa i woda tworzą na pograniczu ich emulsję, która jest cięższą od ropy i nie daje się dobrze pompować i do pewnego stopnia zakorkowuje wodny piasek, a zmniejszenie ciśnienia wodnego w ropnych szybach wskutek odtłaczania wody w wodnym utrzymuje wodę niżej od ropy. Na obszarze Apalachskim zaczęto stosować również system odwrotny dla ożywienia zupełnie upadającej produkcji, właśnie woda wprowadza się w dolny szyb pod znacznem ciśnieniem i woda zmusza ropę posuwać się do góry w kierunku przeciw upadowi warstw do szybów ekstrakcyjnych; szyby, które miały wydajność około 1 baryłki dziennie, zaczęły dawać 3 — 4 baryłki (system nazywają water-drive czyli floading).

W przeciągu dwóch lat nacjonalizacji bakińskiego przemysłu naftowego produkcja wynosiła[1]):

Pola	1920 — 1921 w pudach	1921 — 1922 w pudach	Razem w pudach
Bałachany	16.961.000	21.632.000	38.593 000
Sabunczy	17.490 000	20.011.000	37.501.000
Ramany	29 015 000	28.599 000	57 614 000
Bibi-Ejbat	31.041 000	29 698.000	60 739.000
Surachany	46.907.000	54 627.000	101.534 000
Binagady	10.830.000	12.238 000	23.068.000
Razem .	152.244.000 (2.445.548 ton)	166 805.000 (2.690.403 ton)	319.049.000
Szybów w eksploatacji	1678	1579	
Przeciętna wydajność na szyb i dobę	489	476	

Produkcja Bakińskiego obszaru w r. 1913 wynosiła 7.580.000 ton, w r. 1916—7.726.000 ton, więc ostatnia produkcja w r. 1922 stanowi zaledwie 34,8% produkcji roku 1916.

Pola Bakińskie, jak widzimy z przytoczonych materjałów, nie są wykorzystane ni na całej swojej przestrzeni, ni na głębokość. Powierzchnia czterech starych pól Bakińskich wynosi zaledwie 1200 ha, a stwierdzone pola Groznego mają powierzchnię około 1600 ha; więc razem te 2800 ha dały do dziś około 276 milj. ton ropy (27.600.000 wagonów) czyli około 24,5% całej światowej produkcji. Wydajność przeciętna ropy na hektar pola ropnego wynosi 100.000 ton (10.000 wagonów) i wydajność ropnych pól Kaukazu jest sto razy większa niżeli przeciętna wydajność na ha pól Stanów Zjednoczonych (około 900 ton). Bakińskie i Groznego pola naftowe służą przykładem nadzwyczajnej koncentracji ropy na niewielkiej przestrzeni, lecz w pokładach znacznej grubości i do znacznej głębokości.

Do pól naftowych o sprawdzonem przemysłowem znaczeniu w obrębie półwyspu Apszerońskiego (rys 44) należą wyspa Święta, Szubany (czyli Szabandag i Ataszka), Baładżary, Churdałan - Gekmały. Na wyspie Świętej (7—7) produkcja w r. 1917 wynosiła już 7 mil. pudów. W Szubanach (8—8) oddawna eksploatowali zapomocą kopanych szybów ropne poziomy w szczelinowatych glinach środkowego sarmatu, w dolnej partji produktywnej serji i w glinach pontyjskich; w r. 1914 było rozpoczęte wiercenie i został otrzymany pierwszy samoczynny szyb ciężkiej ropy (0,9); ropa z glin pontyjskich ma c. gat. 0,785 i daje benzyny 57%. Pola Baładżary (12—12)—

[1]) Obzor Bakinskoj neftjanoj promyszlennosti za dwa goda nacionalizacji (w rosyjskim języku). Ostatnie oficjalne wydanie w r. 1922 przez rząd R. S. F. S. R.

około błotnych wulkanów Kejriki i Janan - dag łączą się prawdopodobnie z polami Binagady i Churdałan; szyby kopane i wiercone dają ciężką ropę 0,929. W regjonie Churdałan - Gekmały ropne poziomy dolnej partji serji produktywnej dają ropę ciężką 0,900—0,920, a poziomy pod glinami pontyjskiemi zawierają ropę c. gat. 0,853.

Do terenów, które oczekują systematycznych wierceń, należą następujące (numery mapy rys. 44):

Kała (5). Były stwierdzone kilkoma szybami gazowe poziomy w piętrze apszerońskiem i ropne w akczagyle i w górnej partji produktywnej serji; znaczny dopływ wody w pokładzie piasku w tej partji nie pozwolił doprowadzić wiercenia do pomyślnych wyników. Przypuszczają, że ten obszar jest podobnym do obszaru Surachańskiego.

Zych (13) stanowi przedłużenie Surachańskiego siodła (9—9) ku południu; siodło Zychskie ma szeroki grzbiet i łagodne skrzydła; są liczne wyziewy gazu, a około erodowanego błotnego wulkanu odłamki piasków ropnych. Dotychczas zostały przewiercone, do 192 sążni, tylko górne części górnego oddziału produktywnej serji.

Kirmaku, Mamedły, Fatmai (4) stanowią jedno wydłużone siodło, na którem są wszystkie widoki szerokiej eksploatacji serji kirmakińskiej.

Nowchany, Dżorat, Masazyr (2 i 3) są trzema znacznemi obszarami na poszczególnych siodłach serji kirmakińskiej.

Kobi (11) czyli Damła-Madża na zachód od Kobi; strefa wycieków ropnych ciągnie się na kilka wiorst wzdłuż osi siodła w warstwach spirialisowych i rybnych i diatomowych łupków. Kopane szyby na tych warstwach dają ropę ciężką 0,900.

Puta (10) stanowi część antyklinali Kabiriadikskiej; ku wschodowi to siodłowe wypiętrzenie zmienia kierunek na północny i nosi tu nazwę doliny Jasamalskiej. Siodło Puta jest fałdem typu diapirowego z warstw przeważnie serji produktywnej, na której tu istnieją płytkie kopane szyby.

Karadag (czyli regjon Chwałyński) obejmuje znaczny obszar na południowy zachód od Puta i Ker-gez; około błotnych wulkanów Pilpila i Otman-Bazy-dag są wycieki ropy i gazu z warstw serji produktywnej. Świdrowy otwór doprowadzony tylko do stropu produktywnej serji spotkał silne gazowe poziomy.

Do terenów możebnie roponośnych należą znaczne przestrzenie zachodniej części półwyspu na północ i południe od rzeki Sumgait, gdzie liczne fałdy (1) są zbudowane z warstw mioceńskich i starszych.

Dla czterech starych Bakińskich pól wyliczają zapas ropy pozostały w granicach sprawdzonych i prawdopodobnych terenów na 349.000.000 ton; w Surachanach zapasy określają na 170.000.000 ton, czyli razem te główne pola Bakińskie zawierają jeszcze zapas ropy na około 52 miljonów wagonów, a razem z polami Groznego 60 mil. wa-

gonów. Dla innych pól ropnych półwyspu Apszerońskiego, również jak i dla innych obszarów ropnych w Rosji, są obliczone tylko przestrzenie nadające się z większem czy mniejszem ryzykiem do rozwiercenia.

Poza półwyspem Apszerońskim bezpośrednio na zachód i południe są znaczne obszary z rozpowszechnieniem przejawów ropy i na których częściowo została stwierdzona ropna serja bakińska; jednak ropnych poziomów można oczekiwać przeważnie w jej dolnej partji lub nawet w miocenie. Do takich terenów należą Kilazi-Chyderzende, Kabristan, Szemachińskie, Adżi-Kabuł (Miszow-dag, Kurow-dag i Charamin) i step Saljański.

Jednemi z najwięcej ciekawych obszarów naftowych Kaukazu, niezbadanych jeszcze przemysłowo, są właśnie rozległy step Saljański i tereny Adżi-Kabulskie na południe od półwyspu Apszerońskiego. Wycieki ropne, pokłady kiru i wyziewy gazy są tu znane na znacznej przestrzeni; dotychczas było dokonane nie więcej jak 6 świdrowych otworów. Zostało stwierdzone, że na jednych terenach górna partja bałachańskiej serji do 200 sążni od jej stropu nie zawiera ropnych poziomów; natomiast w innych wierceniach ropa była stwierdzoną w warstwach piętra apszerońskiego znacznej tu miąższości na poziomach 400—500 sążni wyżej stropu produktywnej serji. Pokładów serji kirmakińskiej w dokonanych wierceniach nie dosięgnięto; więc dolna partja serji bałachańskiej i cała kirmakińska muszą być jeszcze zbadane w warunkach najwięcej odpowiednich do wiercenia.

Wzdłuż południowej strony głównego Kaukazu od południka Szemachi na zachód nie znane są warstwy serji produktywnej i ropne przejawy bardzo obfite w Gruzji i Kachetji (Sziraki i Eldarski stepy Czatma) zależą od stratygraficznych poziomów starszych i liczyć na powtórzenie warunków bakińskich nie należy, natomiast są prawdopodobnemi ropne poziomy w miocenie i w oligocenie. Następne złoża wprowadzają nas poza granice Europy, lecz są one związane z systemem jeszcze alpejskim.

Wyspa Czeleken i kraj Zakaspijski. W budowie środkowej części wyspy przyjmują udział pokłady piętr bakińskiego i apszerońskiego, akczagyłu i niżej serja „czerwonych pokładów“ z piasków, piaskowców i czerwonych margli (miąższość tej serji do 200 sążni); serja czerwonych pokładów pokrywa niezgodnie wapienie, piaskowce i łupkowate gliny prawdopodobnie oligocenu. Czerwoną serję przypuszczalnie zestawiają z serją produktywną bakińską. W produktach wybuchów błotnych wulkanów były znalezione odłamki skał mezozoicznych. Nietrudno odtworzyć w średniej części wyspy elementy budowy antyklinalnej, która została podczas postpliocenu zaburzoną bardzo złożoną dyslokacją uskokową. Wzdłuż szczelin uskokowych występują liczne i obfite źródła wody żelazistej i gorącej, a również nafty. Znaczne powłoki kiru i żylne złoża ozokerytu stanowią główne naturalne

przejawy ropne. Ropa była spotkana na różnych stratygraficznych poziomach, zawierających dużo bitumicznych margli (apszeron), lecz produktywnemi poziomami są tylko piaski czerwonej serji. Szczeliny uskokowe służyły za drogi dla znacznych wylewów ropy, które dały powłoki kiru i żyły ozokerytu; w innych wypadkach szczeliny prowadziły do uosobnienia mniejszych i większych bloków ropnych pokładów z pełnem nasyceniem ich ropą. Te warunki tłumaczą bardzo nieprawidłowe rozmieszczenie produktywnych partyj na jednych i tych samych polach i znaczną ilość wierceń płonnych.

Produkcja w r. 1911 była 13,3 milj. pudów, a w r. 1915—4 milj pudów. Ropa c. gat. 0,860 — 0,885 jest parafinowej bazy i zawiera do 5% parafiny; chemik Charyczków uważał ropę za bardzo bliską do pensylwańskiej. Ropa z głębokości więcej znacznej, ponad 150 sążni, nie zawiera już parafiny i jest zupełnie podobną do bakińskiej.

Złoża ozokerytu znajdują się w kilku miejscach na zachodniej części wyspy i zwykle są złączone z znacznemi wylewami i powłokami kiru. Złoża mają kształty typowych szczelinowych żył w glinach, przeważnie górnej partji czerwonej serji. Ozokeryt znajduje się rozproszonym w wypełniającej masie, w postaci brekczji z odłamków bocznych skał; taka masa jest podobną do „lepu" Borysławia. Żyły nie mają znacznej głębokości, bo zwykle na głębokości 40—50 m. leżą już ropne pokłady czerwonej serji, które dały ropne wybuchy, skutkiem których były utwory kiru, a pod niemi żył ozokerytu.

Złoża Zakaspijskiego kraju nie są zbadane przemysłowo; prawdopodobnie, że na Neftjanoj Górze i Boja-dag niżej warstw piętra apszerońskiego są warstwy „czerwonej serji" Czelekena, które dały piękne manifestacje ropne, jak wycieki ropne, pokłady kiru i nawet typowe wtórne złoża ropne w warstwach apszerońskich; na „Neftjanoj Górze" były stwierdzone również cienkie żyły i gniazda ozokerytu.

Fergana. Ropa w złożach Fergańskich (Czimion, Risztan, Maili-saj i inne) jest podporządkowana pokładom eocenu (piętro fergańskie); ropa znajduje się w wapieniach marglowych tego piętra, rzadziej w piaskach; w Sel-Rocho stwierdzono 6 ropnych poziomów, z których produktywne są tylko w wapieniach. Złoża znajdują się na końcach zamykających siodłowate wypiętrzenia lub na ich skrzydłach, bo grzbietowe partje fałd zostały rozkryte przez erozję i w nich występują starsze gipsonośne warstwy.

Ropa zawiera wiele lotnych składników i jest parafinowej bazy; c. gat. 0,860 — 0,895; parafiny do 8% w pozostałości, a w ropie surowej 3—4%. Produkcja w r. 1915 w Czimionie i Sel-Rocho wynosiła do 2 milj. pudów; inne złoża nie są jeszcze zbadane (jak Risztan, Szursu, Tasz-Rawat), lub zaniechane za małą wydajnością, jak Maili-saj.

W Szur-su, Sel-Rocho, Maili-saj i Czangyr-tasz są złoża ozokerytu w postaci wypełnienia szczelin i por w wapieniach eocenu na

pewnych stałych jego poziomach, więc o charakterze mniej więcej pokładowym, a nie typowo żylnym, jak na Czelekenie i w Małopolsce. Ropa w takich pokładach ulegała prawdopodbbnie wyparowaniu spokojnemu bez utlenienia i bezpośrednio w samych pokładach; szczelin uskokowych niema, a więc jest wykluczoną migracja ropy. Ozokeryt otrzymują przez wygotowanie wapieni w wrzącej wodzie, a również przez wyługowanie jego zapomocą benzyny z wapieni przedtem rozkruszonych. Złoża mają widoki na rozwój.

ROZDZIAŁ VI.

PROWINCJE TRZECIORZĘDOWE EUROPY (ciąg dalszy).

Prowincja Karpat.

Prowincja Karpat obejmuje pola naftowe Polski i Rumunji i na północno-zachodnim krańcu Karpat, również jak i na południowym stoku gór, niewielkie złoża Czechosłowacji.

POLSKA.

W granicach Polski ropne strefy są złączone z rozprzestrzenieniem „fliszowego faciesu" utworów od dolnej kredy do górnego oligocenu. Fliszem w Alpach i w Karpatach nazywają morskie brzeżne osady biedne szczątkami organicznemi, zwłaszcza pochodzenia zwierzęcego, i złożone z przewarstwowienia przeważnie cienkich pokładów piaskowca, glin i margli; na powierzchniach uwarstwowienia często znajdują się ślady ruchów wody (ripple marks — pręgi faliste i rill marks—ślady ściekowe i pełzania mięczaków), szczątki roślin i odciski wodorostów, znanych pod nazwą „fukoidów", i zupełnie nieokreślone odciski i odlewy, tak zwane „hieroglify"; wapieni w tej serji niema zupełnie. Nie każdy osad morski brzeżny może być nazwany fliszem, natomiast każdy utwór fliszowy jest faciesem brzeżnym, powstałym według Zubera, w morzu płytkiem przy współdziałaniu ujść rzecznych i lagun o bardzo zmiennym stanie wody. Zupełnie objektywnych danych dla określenia brzeżnych utworów jako fliszowych niema; w serji brzeżnych lagunowych utworów faciesem fliszowym nazwiemy zawsze taką partję, która wyróżnia się od innych cienkiem przewarstwowieniem litologicznie różnych osadów—piaskowców, łupków, glin, margli, zawierających fukoidy i hieroglify. W przekrojach kaukaskich do typowych utworów fliszowych zaliczamy więc tylko część górnej kredy i eocen; gliny białe lub sine foraminiferowe, — łupki i gliny z warstwami piasku i piaskowców majkopskiej serji, warstwy śródziem-

nomorskie, sarmatu i cały pliocen nie możemy do fliszu zaliczyć. Warstwy produktywnej serji Baku, typowe brzeżne z fauną słodkowodną i szczątkami roślin, nie mają żadnych charakterystycznych cech fliszu. Łupki Maricope, przeważnie diatomowe, piaskowce i łupki Tejon i inne organogeniczne utwory Kalifornji nie są fliszowym faciesem. Trudno byłoby zgodzić się, że serje Colorado i Montana w kredzie stanu Wyoming (ciemne iły łupkowe z ławicami piaskowców, bitumicznemi łupkami) są utworem fliszowym; odwrotnie właśnie te serje noszą cechy morskich utworów stopniowo przechodzących w utwory głębokowodne i zawierają poziomy obfite w skamieliny. Natomiast niektóre serje przekroju zagłębia Apalachów, jak Chemung, Pocono, mają cechy typowego fliszu.

Wielkiej grubości serje utworów brzeżnych, lagunowych, jak widzieliśmy to w Pechelbronn, w Górach Skalistych, na Kaukazie, mogą powstać tylko przy pewnej równowadze pomiędzy procesem sedymentacji i zapadania się dna morskiego. Następuje przewaga w zapadaniu się dna morskiego, faciesy brzeżne zmieniają się w faciesy głębszych wód, cechujące sobą utwory w geosynklinach. Facies fliszowy Alp i Karpat jest właśnie utworem wzdłuż północnej krawędzi takich powstających geosynklin; odwrotnie brzeżne utwory Kaukazu, Kalifornji, a prawdopodobnie i Skalistych Gór, nie są osadami na brzegach geosynklin. Rozumując w tym kierunku, przyjdziemy do wyniku, że prawdziwy flisz (Alp, Karpat) jest utworem poprzedzającym na długo fazę górotwórczą i że należy odróżniać od niego utwory podobne, lecz z taką fazą nie złączone; w tym kierunku poszedł dr. Nowak, który proponuje odróżniać flisz i osady fliszowate[1]). Niestety niema żadnych cech ni litologicznych, ni paleontologicznych, aby rozróżnić te modyfikacje brzeżnych utworów, więc tracą one dla nas jakie bądź znaczenie przewodnich seryj. Również nie jest ustalonem, aby ropne serje były koniecznie serjami fliszu; właśnie najwięcej typowy flisz alpejski, jak i typowy flisz kaukaski eocenu i górnej kredy nie są serjami roponośnemi. Teorja Zubera o związku pomiędzy naftą a fliszem opiera się jedynie na rozpowszechnieniu złóż ropnych w Karpatach pośród osadów typowo fliszowych. Jeżeli zamienimy pojęcie o fliszu więcej szerokiem i jasnem pojęciem o osadach brzeżnych w całej różnolitości ich, każda serja ropna za wyjątkiem wapiennych, jak w Ohio, Meksyku i innych, będzie najzupełniej odpowiadać temu, że ropne serje są utworami brzeżnemi.

Pionowe przekroje geologicznych uwarstwowań w różnych partjach polskich Karpat pozwalają zaznaczyć, że jak w kierunku rozciągłości Karpat, tak zwłaszcza w kierunku poprzecznym utwory ulegają

---

[1]) Nowak, Nafta Karpat polskich w świetle geologji regjonalnej. Prace geograf. Romera, VI, 1922.

znacznym facjalnym zmianom. Oczywista rzecz, że o takich zmianach możemy wnioskować tylko na podstawie dokładnej znajomości stratygraficznego położenia każdej poszczególnej serji. Wobec wielkiej płonności karpackich seryj w skamieliny stratygraficzne położenie niektórych seryj pozostaje bardzo przypuszczalnem, a więc i wnioski o facjalnych zmianach, o ile one nie są ustalone krok za krokiem dla każdej serji, w wielu wypadkach pozostają przypuszczalnemi.

Strefa fliszu obejmuje nietylko północny stok Karpat, lecz rozprzestrzenia się i na południowy stok; na polskiej stronie strefa fliszu oddziela się wyraźnym orograficznym „brzegiem" od zniżonej strefy „podkarpackiej", na której są rozwinięte utwory najnowsze dla polskich Karpat; pod niemi na wielkiej głębokości można przypuszczać przedłużenie karpackiego fliszu na północo-wschód. „Brzeg" karpacki orograficznie zupełnie jasno może być naznaczony na całej rozciągłości Karpat przynajmniej od Rzeszowa do granicy Bukowiny; ostra krawędź brzegu zawdzięcza swoje powstanie zjawiskom tektonicznym i erozijnym.

Strefa fliszu jest pofałdowaną w serje równoległych fałd, zwykle obalonych ku północo-wschodowi; podłużne uskoki i przesunięcia, złączone z gwałtownem pofałdowaniem, prowadzą do rozwoju nasunięć w postaci mniej lub więcej szerokich płaszczowin; anormalne tektoniczne kontakty pomiędzy warstwami różnego wieku lub różnych faciesów są zjawiskiem zwykłem.

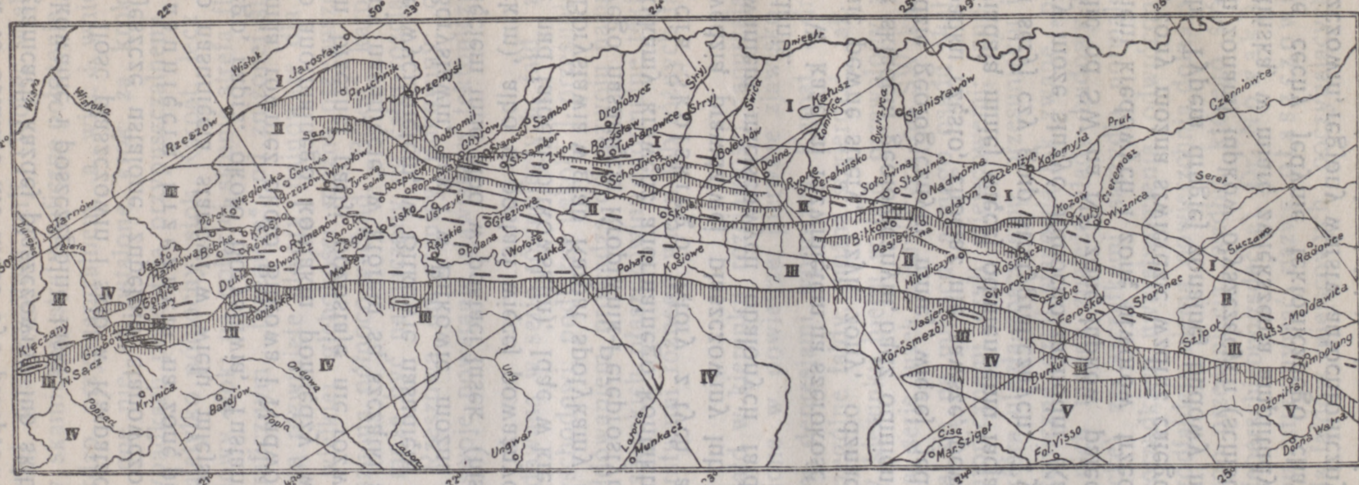
Osie poszczególnych fałd w kierunku rozciągłości zanurzają się w głąb, lub zostają wyniesione w powietrze; pierwsze zjawisko jest złączone zwykle z większemi depresjami wpoprzek Karpat, a drugie z elewacjami. Śledząc poszczególne fałdy, można stwierdzić, jak normalny fałd przetwarza się w kierunku biegu w fałd przewalony, zwykle ku NE, a jeszcze dalej w serję łusek nasuniętych od SW ku NE. Jedne z takich fałd rozwijają się na miejscu samego osadu skał pofałdowanych, więc są autochtonicznemi czyli miejscowemi; inne stanowią pofałdowaną masę, która uległa znacznemu przesunięciu i nasunięciu na podłoże autochtoniczne, czyli stanowią tak zwane „płaszczowiny". Na jednych z nich można znaleźć ślady budowy leżącego fałdu (Ueberfaltungsdecke) ze szczątkami skrzydła normalnego i skrzydła śródfałdzia (z porządkiem uwarstwowienia odwróconym); na innych płaszczowinach śródfałdzia niema, powierzchnia dolna płaszczowiny ma cechy wielkiego przesunięcia, wzdłuż którego śródfałdzie zostało wyciśniętem (Ueberschiebungsdecke). Dr. N o w a k [1]) proponuje dla pierwszego typu utrzymywać nazwę p ł a s z c z o w i n y, a dla drugiego — s k i b y; dla fałdów miejscowych, poczynających się

[1]) N o w a k, Kilka uwag w sprawie budowy Karpat wschodnich. Kosmos XLI, 1917.

przesuwać po płaszczyznach skośnych, proponuje nazwę „łuski“. Jednak to ostatnie nie może być przeprowadzonem konsekwentnie, bo w granicach każdej płaszczowiny lub skiby widzimy na każdym kroku złuskowanie i poszczególne łuski.

Ilość płaszczowin i skib w Karpatach, ich objętość i granice nie są jeszcze ustalone zupełnie stanowczo. Można mówić stanowczo o nasunięciu brzeżnem na zonę podkarpacką; erodowane czoło tego nasunięcia stanowi w wielu miejscach krawędź brzegu karpackiego, naprz. około Borysławia, Tustanowic i dalej na NW do Dobromila, również około Bitkowa i Nadwórnej. Jednak tektoniczny typ tego anormalnego kontaktu pomiędzy warstwami podkarpacia i fliszem brzeżnej partji pozostaje nie rozwiązanym; około Borysławia mamy nasunięcie, w którem są szczątki śródfałdzia, a rzędem ono zostaje wyciśniętem; w Bitkowie nasunięta partja niema śródfałdzia. Jak w Borysławiu, tak i w Bitkowie można rozróżnić nad brzeżnem nasunięciem inne albo w postaci łusek (łuski Popiele nad fałdem mraźnickim), albo w postaci więcej poważnych skib (jak nasunięcie Skolskie nad fałdem bitkowskim). Idąc w kierunku południowo-zachodnim od Borysławia w głąb Karpat spotykamy nad Schodnicą ostrą krawędź nowego nasunięcia Kropiwnik-Pereprostyna; również idąc od Bitkowa spotykamy krawędź anormalnego kontaktu, która nosi nazwę nasunięcia Skolskiego. Który z tych anormalnych kontaktów jest krawędzią prawdziwej płaszczowiny lub skiby, a który tylko rozłuskowaniem miejscowych obalonych fałdów — pozostaje jeszcze do zbadania.

W każdem rozwiniętem na szerokość pasmie górskiem można rozróżnić pewne strefy, czyli zony, odznaczające się bądź zupełnie innym składem geologicznym, bądź odmienną budową tektoniczną przy składzie geologicznym mniej więcej jednostajnym; w tym ostatnim wypadku często, chociaż nie zawsze, pewne jednostki tektoniczne odpowiadają mniej więcej odmiennemu facjalnemu wykształceniu niektórych seryj czy grup stratygraficznych. Typem pierwszej zonalnej budowy może służyć północno-zachodni Kaukaz, w którym można wydzielić od SW na NE zonę łupków paleozoicznych i jurajskich, zonę wapieni kredowych i zonę utworów trzeciorzędowych; te dwie ostatnie zony można stwierdzić wzdłuż całego Kaukazu do południka Szemachi. Typem drugiej zonalnej budowy mogą służyć zachodnie Alpy z ich zonami łupków błyszczących (schistes lustrées), helvetską i lepontińską; w miarę zwiększenia amplitudy pofałdowania występują zonalne cechy jedynie tektonicznego charakteru — regjony wielkich płaszczowin, regjony warstw autochtonicznych i regjony korzeni płaszczowin; w regjonach wielkich płaszczowin warstwy różne facjalnie powtarzają się w jednym pionowym przekroju. Jednostki tektoniczne, czyli regjony lub zony tektoniczne, zupełnie nie odpowiadają w tym



Skala około 1:2.600.000

Strefy naftowe; Partje nasunięte

Rys. 46. Regjony faciesów fliszu w Karpatach polskich (według Z u b e r a).

I—I.	Regjon podkarpacki i partje izolowane około Kałusza i Rzeszowa.	Strefa ropna zewnętrzna	Depresja zewnętrzna.
II—II.	Regjon łańcuchów brzeżnych.		
III—III.	Regjon krośnieńsko-szypocki i w oknach tektonicznych w regjonie magórskim.	Strefa ropna wewnętrzna czyli wewnętrzna depresja.	
IV—IV.	Regjon magórski.		
V—V.	Trzon marmaroski.		

wypadku regjonom facjalnym czy stratygraficznym, lecz samo pojęcie takich jednostek tektonicznych może być ujęte w jasne granice tylko po rozwikłaniu i uporządkowaniu przekroi stratygraficznych i faciesów utworów synchronicznych.

Również i w Karpatach oddawna zauważono pewną zonalność, odpowiadającą odmiennemu facjalnemu wykształceniu stratygraficznie jednakowych warstw; poszczególne faciesy przechodzą jedne w drugie tak w kierunku rozciągłości, jak i w kierunku poprzecznym, a pewne tektoniczne uosobnienia niezawsze pokrywają tylko poszczególne faciesy.

Pierwsze uporządkowanie facjalnych odmian podał Zuber [1]). W kierunku poprzecznym strefę fliszu karpackiego można podzielić na zony (rys. 46), czyli regjony facjalne: magórski, krośnieńsko-szypocki i brzeżny; regjon podkarpacki do strefy fliszowej właściwie nie należy.

Regjon magórski obejmuje oba zbocza Karpat od Nowego Sącza do Bukowiny; jest ukształtowany przeważnie z piaskowców (magórski) gruboławicowych, poczęści z blaszkami miki, przewarstwowionych ciemno-szaremi i zielonawemi łupkami; pod serją piaskowców występują cienkie warstwy twardych brunatnych piaskowców z licznemi grubemi hieroglifami, przewarstwowione zielonawemi łupkami (warstwy bełowezkie); jeszcze głębiej są czerwone i zielone łupki z krzemienistemi warstewkami piaskowców. Piaskowce magórskie przypuszczalnie odnoszą się do oligocenu, a warstwy pod niemi do eocenu. Obecność kredy inoceramowej w tym regjonie dopiero teraz zaczyna wyjaśniać się.

Regjon krośnieńsko-szypocki obejmuje wyraźną podłużną depresję od okolic Klęczany do Szypotu w Bukowinie. W składzie geologicznym przyjmują udział warstwy pełnego przekroju fliszu od dolnej kredy do górnego oligocenu. Dolna kreda jest przedstawiona w postaci ciemnych łupków, jednakowych z dolną kredą na Śląsku Cieszyńskim; jednak ku południowi facies śląski zaczyna zmieniać się na facies inoceramowy typowo fliszowy, naprzykład około Ropianki na południe od Dukli. Górna kreda wykształcona tu w postaci warstw czarnorzeckich (około Węglówki na północ od Krosno), czyli czarnych i brunatnych łupków z grubemi piaskowcami i szaremi marglami (szczątki *Scaphites constrictus)* [2]). Wyżej są rozpowszechnionemi pstre i czerwone iły eocenu, z ławicami grubego piaskowca, tak zwanego ciężkowickiego, przeważnie w górnej partji eocenu. Na eocenie leżą łupki, czasem przewarstwowione piaskowcami w dolnych partjach i z rogowcami około spągu; jest to serja łupków menilito-

---

[1]) Zuber, Flisz i nafta. Lwów, 1918 i inne wcześniejsze prace.

[2]) Nowak, Z badań nad polskiemi Karpatami zachodniemi. Bull. Acad. des Sciences, Kraków, 1917.

wych. Warstwami dominującemi tego regjonu są warstwy krośnieńskie, typowo fliszowe (hieroglify, fukoidy) piaskowce o nierównej powierzchni uwarstwowienia, przewarstwowione piaszczystemi łupkami; piaskowce mają barwę szarą, zawierają dużo miki i czarne plamki od zwęglonych szczątków roślinnych, czasem cienkie wkłady węglowe. Jako miejscowe zmiany tej serji są znane warstwy grzybowskie, złożone wyłącznie z łupków, i warstwy szypockie — ciemne łupki z wkładami warstewek twardego kwarcytowego piaskowca.

Regjon brzeżny obejmuje grupę wypiętrzeń ostro odgraniczonych od podkarpacia i zlewających się do pewnego stopnia z depresją krośnieńsko-szypocką na południowo-zachodniej stronie. Przekrój pionowy obejmuje z dołu: warstwy kredowe, eocen, serję łupków menilitowych i w niektórych miejscach warstwy dobrotowskie, jako synchroniczne warstwom krośnieńskim. W różnych częściach regjonu kreda i eocen występują mniej lub więcej pełno. Około Borysławia w kredzie można rozróżnić warstwy inoceramowe, jak przewarstwowienie skorupowatych wapnistych piaskowców hieroglifowych, jasnych margli fukoidowych, sinych i czarnych łupków gliniastych i iłów; piaskowce często są o budowie zlepieńcowej, z okruchami węgla, ziarnami glaukonitu; odłamki skorup inoceramów, chociaż rzadkie, dały nazwę całej serji; liczne żyłki kalcytu przecinają te warstwy we wszystkich kierunkach. Od tych dolnych warstw inoceramowych można odróżnić warstwy górne w postaci dobrze uwarstwowionych twardych piaskowców z wkładami zielonych i czerwonych margli i glin. W Bitkowie ten poziom dobrze rozwinięty otrzymał nazwę warstw płytowych. Bezpośrednio na nich leży serja grubo uławiconych piaskowców drobnoziarnistych; miąższość tej serji bardzo znaczna w Jamna nad Prutem redukuje się do kilku warstw około Bitkowa i znowu rozwija się w potężne ławice około Borysławia na Mraźnicy i w Uryczu. Około Przemyśla w tych piaskowcach, które otrzymały nazwę jamneńskich, były znalezione wtrącenia margli z *Baculites*, więc wiek górno-kredowy poziomu został stwierdzonym.

Eocen w regjonie brzeżnym nie różni się zasadniczo od eocenu regjonu krośnieńsko-szypockiego; najwięcej charakterystycznemi są warstwy zielonych i czerwonych iłów i łupków naprzemianległych z cienkiemi pokładami twardych zielonawych piaskowców prawie kwarcytów hieroglifowych. W południowo-wschodniej części regjonu, około Bitkowa, w średniej partji eocenu są rozwinięte dobrze uwarstwowione, wapienne piaskowce nummulitowe i z *Ortophragmina;* tę facjalną zmianę nazywają faciesem pasieczniańskim.

Oligocen przedstawiony serją łupków menilitowych, z partją rogowców i piaskowców w spągu; w stropowej partji łupki ustępują miejsca piaskowcom i serja bez przerwy przechodzi w uwarstwowione

piaskowce naprzemianległe z szaremi, zielonawemi i brunatnemi łupkami (warstwy dobrotowskie), lub w ciemno-szare łupki marglowe ze sferosyderytami i piaskowcami (warstwy polanickie).

Regjon podkarpacki jest ostro odgraniczony od brzeżnych górskich łańcuchów i spokojnie zanurza się pod utworami postpliocenu ku północo-wschodu. Przekrój tego regionu stanowią w Borysławiu dobrze rozwinięte warstwy dobrotowskie, pod któremi tam były nawiercone łupki menilitowe; na dobrotowskich warstwach leżą szare iły solne jako jedna z części podkarpackiej solnej formacji średniego miocenu. Około Bitkowa, czyli pomiędzy Dzwiniaczem, Starunią i Nadwórną, dolne partje tej formacji są przedstawione czerwonemi łupkami. Nad warstwami formacji solnej leżą dalej na północo-wschód warstwy cerytowe górnego miocenu; w niektórych miejscowościach piaskowce, piaski i iły tego poziomu zawierają pokłady węgla brunatnego.

W okolicach Nadwórnej i Słobody Rungurskiej na łupkach menilitowych leżą tak zwane zlepieńce słobódzkie, złożone z ziaren i odłamków kwarcytu, wapienia, chlorytowych i talkowych łupków w iłowym lepiszczu; warstwy dobrotowskie leżą wyżej zlepieńca. Około Borysławia w Truskawcu również są odsłonięcia zlepieńca, który zastępuje sobą część warstw dobrotowskich.

Przekroje pionowe każdego z regionów facialnych są podane na załączonej tabeli (str. 144). Miąższość różnych serji waha się w znacznych granicach; w regjonie Borysławskim przyjmują miąższość kredy — 920—1000 m, eocena—400 m, oligocena więcej 1000 m (250 m łupki menilitowe i 750 m—800 warstwy dobrotowskie razem z iłami solnemi).

Tektoniczną budowę północno-wschodnich Karpat ujmowano poprzednio w pojęcie o dwóch płaszczowinach: północna—„subbeskidska" nasunęła się od południo-zachodu na podkarpacką strefę solną; południowa —„beskidska" również w tymże kierunku nasunęła się na poprzednią i została rozczłonkowaną na kilka mniejszych łusek. Granica płaszczowiny subbeskidskiej odpowiada mniej więcej brzegu karpackiemu, a granicę płaszczowiny beskidskiej przeprowadzano w wschodnich Karpatach przez piaskowcy magórskie Czarnohory. Utwory autochtoniczne podkarpacia zapadają pod starsze utwory brzeżne, a te zapadają pod facialnie odmienne utwory magórskiego fliszu. Łupki krystaliczne Marmarosza stanowią na południu jeszcze trzecią płaszczowinę nad magórsko-czarnohorską. Zuber wydzielił (rys. 46) pomiędzy krawędzią płaszczowiny Magórsko-Czarnohorskiej i strefą brzeżnych łańcuchów depresję Krośniesko-Szypocką, która obejmuje całą serję fałd miejscowych z kilku większemi wypiętrzeniami, czyli elewacjami. W regjonie brzeżnym Zuber przyjmował kilka partji nasuniętych łuskowato i może więcej znaczne nasunięcie brzegu karpackiego. Poszczególne siodła jak Schodnicy przechodzą ku półn.-

Pionowe przekroje regjonów facjalnych w Karpatach polskich.

Systemy \ Regjony facjalne	M a g ó r s k i	K r o ś n i e ń s k o - s z y - p o c k i (wewnętrzna depresja)	B r z e ż n y	P o d k a r p a c k i (zewnętrzna depresja)	Miąższość przeciętna w m
M i o c e n				Iły, łupki tortońskie (miocen węglonośny) Formacja solonośna Czerwone łupki	750 do 800
O l i g o c e n	Piaskowiec magórski Warstwy belowezkie	Warstwy krośnieńskie Łupki menilitowe przewarstwowione piaskowcami i rogowcami	Warstwy dobrotowskie Łupki menilitowe przewarstwowione piaskowcami i rogowcami	Warstwy dobrotowskie Zlepieńce słobódzkie Łupki menilitowe z piaskowcem	250
E o c e n	Pstre iły, łupki	Piaskowiec ciężkowicki Warstwy zielone hieroglifowe Pstre i czerwone łupki i piaskowce Czarne iły i łupki (warstwy czarnorzeckie,	Warstwy popielskie Pstre iły i piaskowce kwarcytowe; Warstwy pasiecznianskie	Pstre iły i piaskowce	400 i więcej
K r e d a górna dolna	Piaskowce i margle w faciesie inoceramowym (warstwy Ropianki).	górna: Ciemne łupki i piaskowce z zlepieńcami i *Scaphites constrictus* dolna: Piaskowce i ciemne łupki z sferosyderatami (facies śląski)	Piaskowiec jamneński Warstwy płytowe Warstwy inoceramowe		920 do 1000

zachodu w wyraźne łuski (Załokieć), które można śledzić aż do Strzelbic około Starego Sambora; dalej ku półn.-zachodowi jedna z takich łusek, jak wyraża się Zuber, nabrzmiewa i rozszerza się szeregiem nowych dyslokacyj, że już między Dobromilem i Rzeszowem musimy ją uważać za płaszczowinę, nakrywającą cały regjon podkarpacki, a razem z nim i naftonośne wypiętrzenie eoceńskie Strzelbic i Starej Soli. Taką nabrzmiewającą łuską tu jest prawdopodobnie przedłużenie łuski z inoceramowych warstw, która nasuwa się i na fałd Schodnicy (nasunięcie Kropiwnika, patrz dalej). Dr. Nowak [1]) pod nazwą faciesu brzeżnego zaproponował przyjmować kompleks, który według Zubera obejmuje podkarpacie; według Nowaka (rys. 47) facja brzeżna ma rozwinięty miocen, a oligocen wykształcony w górnej części jako warstwy dobrotowskie i zlepieńce słobódzkie; typowe łupki menilitowe znajdują się tylko w części dolnej tego oligocenu. Pod nazwą



Rys, 47. Schemat tektoniki Karpat wschodnich (około Bitkowa) według J. Nowaka.

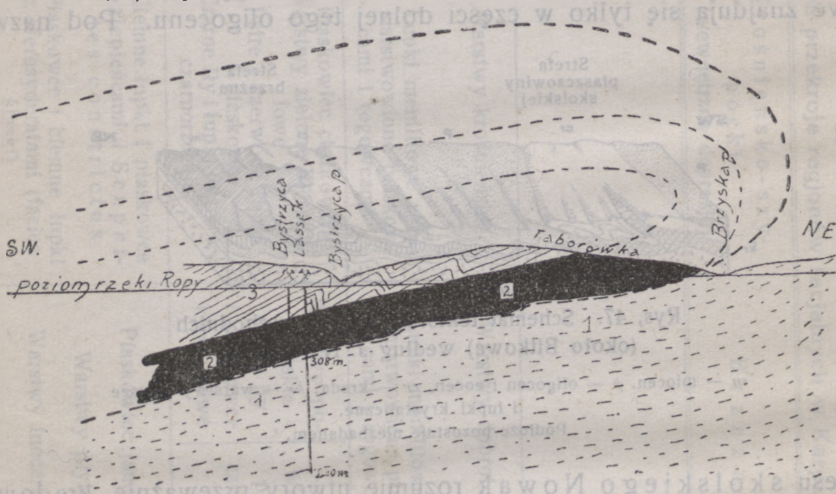
m — miocen, *p* — oligocen i eocen, *cr* — kreda, *kr* — warstwy starsze i łupki krystaliczne.
Podłoże pozostaje niezbadanem.

faciesu skolskiego Nowak rozumie utwory przeważnie kredowe miocenu niema wcale, w oligocenie niema dobrotowskich warstw i zlepieńców, natomiast łupki menilitowe z wkładami piaskowców przyjmują większy rozwój; w eocenie zjawia się eocen pasieczniański. Tak zmodyfikowawszy granice facjalne Nowak podkreślił, że utwory facji; brzeżnej nie tworzą płaszczowin; są to tylko fałdy miejscowe, które stopniowo w kierunku biegu od NW ku SE stają się obalonemi i nasuniętemi, jak fałdy Mraźnicy, Maniawy, Bitkowa, Słobody Rungurskiej. Natomiast facies brzeżny zapada pod skolski i w obrębie tej płaszczowiny są okna tektoniczne, w których pojawia się strop warstw serji brzeżnej pod spągiem warstw płaszczowiny. W interpretacji Nowaka regjony tektoniczne (jednostki) — brzeżny i skolski — noszą te same nazwy, co regjony facjalne, jednak granice facjalne nie odpowiadają granicom tektonicznym i wskutek tego otrzymuje się pewna nieja-

[1]) Nowak, Jednostki tektoniczne Polskich Karpat wschodnich. Archiwum Naukowe, Lwów, 1914.

sność i zawikłanie, tak według N o w a k a fałdy maniawski i bitkowski (siodło czołowe Pniowa, siodło maniawskie) należą do płaszczowiny skolsko-nadworniańskiej z oknami tektonicznemi, a jednocześnie nad temi fałdami z południa podejmuje się krawędź brzegu tejże płaszczowiny skolskiej i te same fałdy należy przyjmować poniekąd za brzeżne.

W rzeczywistości N o w a k a należy tak rozumieć, że na miejscu regjonów facjalnych — podkarpackiego, brzeżnego i krośnieńsko-szypockiego— powstały strefy tektoniczne od północo-wschodu ku południo-zachodowi: 1) strefa fałd miejscowych (brzeżnych) częściowo przewalonych do stopnia nasunięć; 2) strefa płaszczowiny skolskiej, pokrywająca anormalnie fałdy miejscowe na znaczną przestrzeń ku północo-wschodowi; 3) depresja śródkarpacka krośnieńsko-szypocka fałd miejsco-



Rys. 48. Przekrój wzdłuż rzeki Ropy w Szymbarku (według J. N o w a k a).
1 — warstwy krośnieńskie, 2 — iły i czerwone gliny (eocen), 3 —warstwy inoceramowe (kreda).

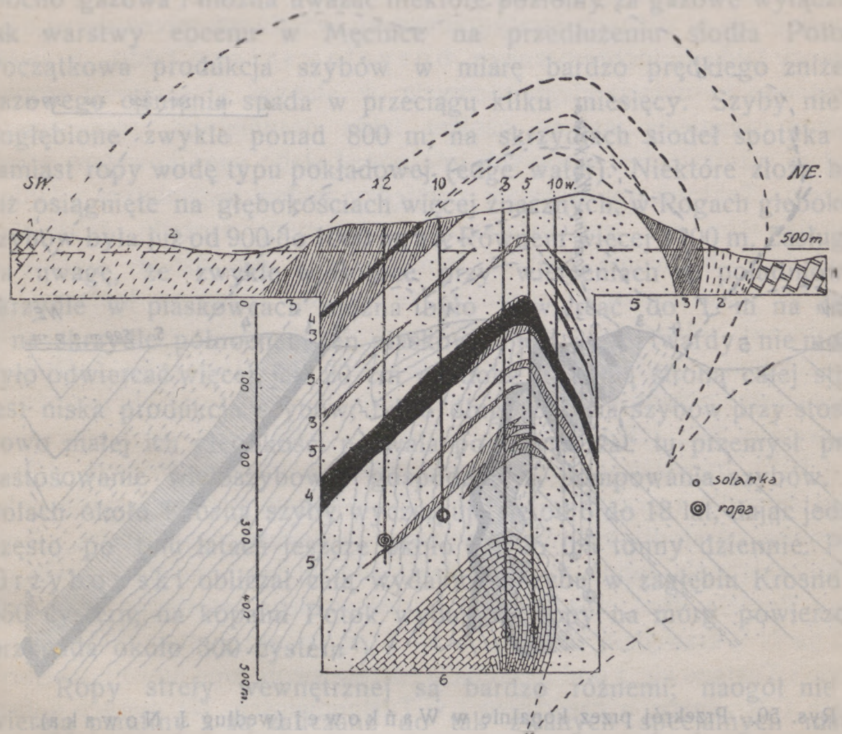
wych. Dziś geologowie idą dalej i znajdują, że na przedmurzu płaszczowiny skolskiej pod fałdy uważane za miejscowe około Bitkowa zapadają warstwy pofałdowanego regjonu podkarpackiego; w ten sposób dążą do ułożenia pomiędzy regjonami podkarpackim i depresją krośnieńsko-szypocką nie jednej płaszczowiny skolskiej, lecz dwóch a może i więcej.

O ile nasunięcie brzeżne większe czy mniejsze jest stwierdzone (Borysław, Bitków), również jak anormalny kontakt nad Schodnicą, nad Pasieczną i w innych miejscowościach (krawędź płaszczowiny skolskiej), o tyle interpretacje o kilku płaszczowinach nie są jeszcze niezbicie uzasadnionemi.

W regjonie krośnieńsko-szypockim są rozwinięte liczne mniej więcej równoległe miejscowe fałdy, przeważnie bez łusek i nasunięć, lecz często przewalone ku północnemu wschodowi. W niektórych silniej-

szych wypiętrzeniach pojawiają się niezgodnie pod eocenem i górną kredą wyspy dolno-kredowe w facji śląskiej (Węgłówka). W części zachodniej regjonu, około Szymbarka (rys. 48) i Harklowej, zaczynają pojawiać się również objawy więcej znacznych przesunięć, częściowo ze strony faciesu magórskiego.

W regjonie magórskim około jego północno-wschodniej krawędzi zostały stwierdzone w oknach tektonicznych utwory krośnieńsko-szypockie w postaci kredy inoceramowej (Klęczany, Grybów, Ropianka, Körösmezö w Marmaroszy) (rys. 46).



Rys. 49. Przekrój siodła ropnego w G r a b o w n i c y (według J. N o w a k a).

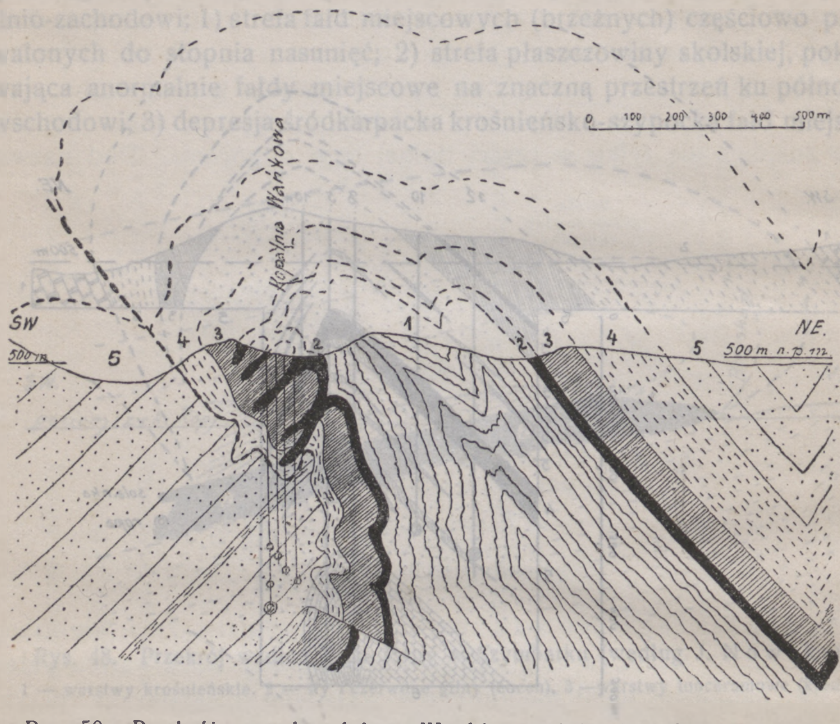
1 — warstwy krośnieńskie (górny oligocen), 2 — warstwy menilitowe (dolny oligocen), 3 — zielonawo-szare i zielone łupki z wtrąceniami drobnych warstewek glaukonitowych piaskowców, 4 — pstre i czerwone łupki, 5 — zlepieńce i piaskowce (eocen), 6—ciemne łupki i piaskowce (paleocen i kreda).

Regjony ropne.

Złoża ropy są zgrupowane w dwie strefy — zewnętrzną i wewnętrzną. Ta ostatnia jest wyraźnie złączona z rozprzestrzenieniem faciesu krośnieńsko-szypockiego. Zewnętrzna jest złączona z pograniczną strefą pomiędzy faciesem brzeżnym (według Z u b e r a) i podkarpaciem; przejawy ropy, gazu i ozokerytu są stwierdzone również i w regjonie podkarpackim; znaczne złoża jak Schodnica, Opaka

i Urycz leżą w granicach brzeżnych łańcuchów; więc strefa zewnętrzna może być rozdzieloną na kilka mniej więcej równoległych partyj (rys. 46).

Strefa wewnętrzna [1]). Ropne poziomy są stwierdzone w warstwach krośnieńskich, eocenie i kredowych, tak w łupkach typu śląskiego, jak i w typie inoceramowym. Złoża są zlokalizowane na grzbietach wąskich stromych siodeł i na ich skrzydłach. Takie zlokalizowanie prowadzi do uosobnienia tu linij naftowych t. j. wąskich (200—500 m) i wydłużonych pasów; niektóre z nich łączą kilka siodeł jedne za drugiem, jak linja Potok-Krościenko pomiędzy Jasło a Krosno, Zmien-



Rys. 50. Przekrój przez kopalnię w Wańkowej (według J. Nowaka).

1 — warstwy inoceramowe (kreda). 2 — czerwone iły łupkowe i 3 — łupki i piaskowce górne hieroglifowe (eocen). 4 — łupki menilitowe (dolny oligocen). 5 — warstwy krośnieńskie (górny oligocen).

nica i Turzepole-Grabownica, Bóbrki-Wietrzno-Równe-Rogi, Zboisko-Lubatówka-Iwonicz-Rymanów i inne. Ropne poziomy należą do eocenu, zwłaszcza w piaskowcach pośród glin, zwykle pod iłami czerwonemi (rys. 49). W południowo-wschodniej części strefy w powiecie Lisko ropa znajduje się przeważnie w warstwach krośnieńskich (Rajsko, około Zagórza w Sanockiem). Również na najwięcej wydajnem polu

[1]) Najlepsze ujęcie geologji tej strefy jest podane przez Nowaka, Nafta karpacka w świetle geologji regjonalnej. Prace geograficzne Romera, zeszyt VI, 1922.

Niektóre szczegóły ze starych wierceń są zebrane w dziele Petit, Guide du sondeur au pétrole. Bruxelles, 1921.

tej strefy w Wańkowej ropny poziom jest w warstwach krośnieńskich (rys. 50), pokrytych anormalnie przez warstwy eoceńskie i przewalonych nie na północ a na południe. W Harklowej dają ropę warstwy krośnieńskie, pokryte przez eocen. Kreda śląska daje ropę w Węglówce, a kreda inoceramowa w oknie tektonicznem Ropianki. W Klęczanach ropa jasna waselinowa pojawia się w serji inoceramowej jako ogniwa faciesu magórskiego, a w oknie tektonicznem warstwy krośnieńsko-szypockiego faciesu dają ropę ciężką i ciemną.

Ropnemi są wszędzie piaskowce pośród margli i iłów. Ropa jest mocno gazowa i można uważać niektóre poziomy za gazowe wyłącznie, jak warstwy eocenu w Męcince na przedłużeniu siodła Potoka. Początkowa produkcja szybów w miarę bardzo prędkiego zniżenia gazowego ciśnienia spada w przeciągu kilku miesięcy. Szyby nie są pogłębione zwykle ponad 800 m; na skrzydłach siodeł spotyka się zamiast ropy wodę typu pokładowej (edge water). Niektóre złoża były już osiągnięte na głębokościach więcej znacznych; w Rogach głębokość szybów była już od 900 do 1000 m, a w Równem więcej 1100 m. Zasługuje na uwagę, że zwykle w Bóbrce przy wierceniach na południowem skrzydle w piaskowcach można było odwiercać do 1 m na dobę, a na skrzydle północnem ten piaskowiec jest więcej twardy i nie można było odwiercać więcej, jak 20 cm na dobę. Ujemną stroną całej strefy jest niska produkcja szybów; tylko długość życia szybów przy stosunkowo małej ich głębokości pozwala podtrzymywać tu przemysł przez zastosowanie wieloszybowej gospodarki i pompowania szybów. Na polach około Krosna szyby wyczerpują się od 6 do 18 lat, dając jednak często po tylu latach jeszcze około 0,3 do 0,5 tonny dziennie. Prof. Grzybowski obliczał całą wydajność szybu w zagłębiu Krosno na 450 cystern; na kopalni Potok wydajność ropy na mórg powierzchni przypada około 300 cystern[1]).

Ropy strefy wewnętrznej są bardzo różnemi; naogół nie zawierają parafiny i są zaliczane do tak zwanych specjalnych marek; niektóre jak z Szymbarka, Paszowy, Gródek (Klęczany) są mocno waselinowe (do 20% i więcej); naogół większa część rop daje znaczny odsetek smarów, lecz małą ilość lekkiej benzyny, chociaż są ropy jak Potok o c. gat. 0,825 z frakcją benzyny do 31%. C. gat. jest naogół średni: ropy Krościenka — 0,885, Klimkówki — 0,870, Bóbrka-Łęki—0,863, Wańkowej—0,870—0,845, Siary— 0,890. Ropa Wańkowa zawiera do 2% i nawet 3% parafiny.

Produkcja tej strefy, która odpowiada górniczemu okręgowi jasielskiemu, czyli zachodniej Galicji, jak nazywano dawniej, wynosi dziś

---

[1]) Grzybowski, O wydajności terenów naftowych. Czasopismo naftowe № 3, 1920.

około 50—56.000 ton rocznie, czyli około $7^1/_2\%$ całej produkcji Małopolski; w r. 1913 produkcja była 67.000 ton.

Strefa zewnętrzna. Na tej strefie leżą pola Borysławia, Schodnicy, Bitkowa i znaczna ilość mniej wydajnych pól.

Borysław-Tustanowice-Mraźnica [1]).

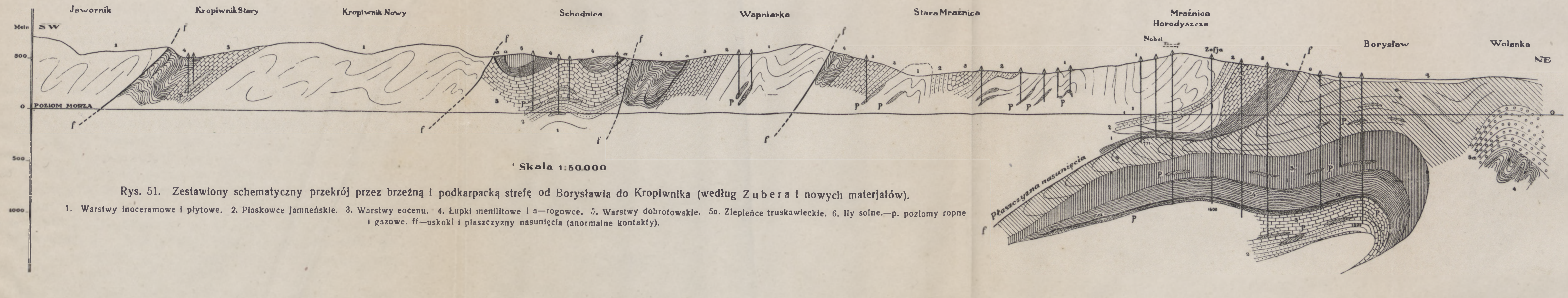
Ropne pola Borysławia, Tustanowic i Mraźnicy należą do jednego złoża, położonego przed czołem nasunięcia brzeżnego i zanurzającego się pod to nasunięcie (rys. 51). Ropne poziomy znajdują się w różnych stratygraficznych warstwach przewalonego ku północy fałdu autochtonicznego, borysławskiego fałdu. Krawędź brzeżnego nasunięcia uległa rozmyciu w słabym stosunkowo stopniu i brzeg nasunięcia jest tu czołem fałdu nasuniętego, zaznaczonym nagłem wzniesieniem stromych gór ponad słabo pagórkowatem przedgórzem. Tektoniczny stosunek pomiędzy fałdem nasuniętym i fałdem borysławskim nie jest ostatecznie ustalonym; szczątki śródfałdzia pomiędzy obydwoma fałdami istnieją, lecz jak daleko sięgają te szczątki niewiadomo i możebnie, że głębiej nieco w kierunku ku południowi odwrócone skrzydło nasuniętego fałdu zostało zupełnie wyciśniętem i nad stropą fałdu dolnego pozostały tylko łuskowato przesunięte i pofałdowane warstwy nasunięcia, które tworzyły prawdziwy drzewalony fałd tylko w swojej czołowej partji.

Fałd borysławski jest asymetryczny o bardzo stromem północnem skrzydle i prawdopodobnie pofałdowanem nieco skrzydle południowem; oś siodła zapada w kierunku Tustanowic, a znaczne uskoki ograniczają pola ropne na zachodzie, oddzielając blok Borysławia od bloku Popiele. Nad częścią fałdu borysławskiego pomiędzy jego czołem na N i krawędzią nasunięcia na S są położone stare pola Borysławia i Tustanowic; z pod nasunięcia czerpią swoją ropę nowe pola Borysławia i Mraźnicy, a częściowo i w Tustanowicach. Na starych polach główny ropny poziom był nawiercany na głębokości 700—900 m., a na polach nowych wskutek upadu warstw i płaszczyzny nasunięcia i topograficznego położenia szybów głębokość szybów do tego poziomu wynosi już do 1500 i więcej metrów. Fałd borysławski jest również obalony i nawet nieco przesunięty ku północy; niektóre szyby na północnej stronie osiągnęły łupki menilitowe dolnego skrzydła tego fałdu; jądro fałdu jest wykształcone nieprawidłowo i uległo prawdopo-

---

[1]) Kropaczek, Borysław. Studjum geologiczne. Wydawn. Stacji Geologicznej, Borysław, 1919.—Tołwiński, Złoża ropy i wody podziemne Borysławia na tle budowy geologicznej. Stacja Geologiczna w Borysławiu, 1922.—Tołwiński Zawodnienie Borysławia. Stacja Geologiczna. Biul. 1, 1923.—Tołwiński, Południowy zasięg pól naftowych Borysławia, Nafta, 1918, Nr. 1.

Do str. 150.



Rys. 51. Zestawiony schematyczny przekrój przez brzeżną i podkarpacką strefę od Borysławia do Kropiwnika (według Z u b e r a i nowych materjałów).

1. Warstwy inoceramowe i płytowe. 2. Piaskowce jamneńskie. 3. Warstwy eocenu. 4. Łupki menilitowe i a—rogowce. 5. Warstwy dobrotowskie. 5a. Zlepieńce truskawieckie. 6. Iły solne.—p. poziomy ropne i gazowe. ff—uskoki i płaszczyzny nasunięcia (anormalne kontakty).

około 50—56.000 ton rocznie, czyli około 7$^{1}/_{2}$% całej produkcji Małopolski; w r. 1913 produkcja była 67.000 ton.

Strefa zewnętrzna. Na tej strefie leżą pola Borysławia. Scho-

gicznej, Borysław, 1918. — T o ł w i ń s k i, Złoża ropy i wody podziemne Borysławia na tle budowy geologicznej. Stacja Geologiczna w Borysławiu, 1922.—T o ł w i ń s k i Zawodnienie Borysławia. Stacja Geologiczna. Biul. 1, 1923.—T o ł w i ń s k i, Południowy zasięg pól naftowych Borysławia, Nafta, 1918, Nr. 1.

dobnie znacznym deformacjom, co wpłynęło i na charakter najgłębszych ropnych poziomów.

Fałd borysławski jest złożony z iłów solnych, warstw dobrotowskich, serji łupków menilitowych z wyraźną grupą piaskowców (do 50 m grubości) pod niemi i eocenu; kreda została stwierdzoną w jądrze fałdu w postaci prawdopodobnie piaskowca jamneńskiego.

W nasunięciu powtarzają się te same serje, od warstw dobrotowskich i łupków menilitowych do warstw inoceramowych; w czołowej partji przeważają piaskowce jamneńskie i eocen, a dalej na południe warstwy inoceramowe i piaskowce jamneńskie.

P i e r w s z y ropny poziom był spotykany w warstwach dobrotowskich; jednak ten poziom nie jest stałym, prędzej szczelinowym, towarzyszącym żyłom ozokerytu.

D r u g i poziom jest podporządkowany serji łupków menilitowych, zwłaszcza w nieprawidłowych wkładach piaskowców lub szczelinach; w tej serji częściej spotykane są gazy. Na starych polach te pierwsze dwa poziomy były więcej wydajnemi, niżeli w szybach na nowych polach, gdzie są nader przypadkowemi.

Głównym ropnym poziomem jest t r z e c i w tak zwanym b o r y s ł a w s k i m piaskowcu, czyli podmenilitowym. Piaskowce rozpoczynają się bezpośrednio pod rogowcami, które zwykle cechują sobą partję spągową menilitów. Piaskowce, o zmiennej miąższości od 10 do 50 m, są zbiornikiem ropnym najwięcej stałym na całej przestrzeni pól Borysławia, Tustanowic i Mraźnicy. Litologicznie te piaskowce, naogół średnioziarniste i porowate, ulegają zmianom, i pewne partje ich zbite i mocno zcementowane mają nasycenie słabe. Rozmieszczenie ropy i gazów na tym poziomie nie może być ujęte w zwykły schemat; są szyby z znaczną dzienną produkcją ropy i małą ilością gazów (Elżbieta w Tustanowicach 2 cysterny ropy i 0,2 m^3 gazu), z wielką produkcją ropy i gazów (Zofja I — 8—9 cystern ropy i 20 m^3 gazu; ostatnio gazów tylko 8 m^3; Zofja II — 2 cysterny ropy i 21 m^3 gazu), z małą produkcją ropy i silnemi gazami (Piłsudski II — ropy niema, 30 m^3 gazu). Pokładowy charakter ropy w borysławskim piaskowcu nadaje temu poziomowi najwięcej stały i spokojny przebieg eksploatacji.

C z w a r t y poziom ropny znajduje się w eocenie, w partji spągowej na głębokości około 150—200 m niżej borysławskiego piaskowca. Poziom nie jest stałym, prawdopodobnie o cechach szczelinowych; produkujące szyby są rozmieszczone nieregularnie o produkcji bardzo niejednakowej. Poprzednio zwłaszcza ten poziom dał wiele znanych wybuchowych i samoczynnych szybów (Oil spring i inne) w Tustanowicach na głębokości 1200—1300 m. Następne pogłębianie szybów do 1300—1400 m daje dziś produkcję mniejszą. Ropny poziom znajduje się w Tustanowicach bezpośrednio nad solanką, która w miarę wyczerpania ropy zalewa ten poziom od wschodu i również

posuwa się wyżej od trzeciego poziomu przez stare szyby niezabite należycie. Niektórzy odróżniają jeszcze **piąty** najgłębszy poziom ropny, który może być uważany i za dolną partję czwartego, w każdym razie jest to poziom jeszcze eoceński. O nim wiadomo tyle, że daje jedne z najlepszych i długotrwałych szybów (Tłoka XVIII, Ernuśka, Nafta XXX — 6 wag. i 12 m^3 gazu, Ratoczyn I), lecz przebieg poziomu jest zupełnie niezbadany.

Według danych za 1919 rok produkcja Borysławia, Mraźnicy i Tustanowic wynosiła dziennie 192 cysterny; z tej ilości dawały: III poziom — 117, IV — 27 i V — 45 cystern. W warstwach nasuniętych w pokładach inoceramowych była spotykana ropa w skupieniach nieprawidłowych na różnych poziomach; te warstwy były eksploatowane płytkiemi szybami w Mraźnicy.

Ropa poziomów fałdu borysławskiego jest parafinowej bazy o c. gat. 0,850—0,860 przeciętnie; c. gat. zmniejsza się w miarę głębokości od 0,868 do 0,849; największą zawartością parafiny wyróżnia się poziom borysławskiego piaskowca (do $9^1/_2$%—10,3%). W warstwach nasuniętych ropa ma c. g. 0,892, parafiny albo nie zawiera wcale, albo nie więcej od 4,9%. Było już wspomniane (str. 11), że jednak bezparafinowa ropa z szybu „Joffre" ma c. g. 0,843; mamy więc tu dowód wielkiego rozróżniczkowania rop jednych geologicznych poziomów. Ropa warstw nasunięcia stanowi naogół typ inny od ropy fałdu borysławskiego. Na dzisiejszych polach Borysławia i Mraźnicy ten ropny poziom nazywają **pierwszym** i odpowiednio zmienia się numeracja; więc poziom główny nazywają IV, eoceński — V.

Na starych polach górne wody są spotykane na różnych poziomach w dyluwjum, które jak i wody szutrowe zamykali poprzednio zwykle na głębokości około 200 m. Na nowych polach, gdzie przechodzą warstwy nasunięte, pierwsze wodne poziomy są w tych warstwach w postaci nieprawidłowych soczewic, zwykle słodkiej wody. Zamknięcie wszystkich górnych wód dokonywa się zwykle po przejściu nasunięcia na dobrych iłach solnej formacji lub w warstwach dobrotowskich; dla postawienia rur zamykających wodę należy jednak zawsze wybrać grubszą warstwę mocnego piaskowca. W warstwach dobrotowskich napotyka się miejscowe skupienia słonej wody, które stają się więcej obfitemi w miarę upadu południowego skrzydła borysławskiego fałdu, również i ciśnienie takich solanek czasem podejmuje te wody do powierzchni. Granicę dolną tych wód stanowi stropa warstw menilitowych, w której zamykają te wody.

Piaskowiec borysławski jest zabezpieczony od wód górnych (top) i dolnych (bottom) warstwami łupków; dotychczas najgłębsze szyby, które dotarły do najwięcej dolnych w kierunku upadu partji tego piaskowca, jak szyby Zofja I i II, nie spotykały wody typu edge-water. Natomiast w południowo-wschodniej części Tustanowic borysławski

piaskowiec został już zawodniony, lecz wodami z poziomu następnego do dołu, tak zwanego trzeciego piętra wodnego w eocenie. Ten poziom wodny obejmuje solanki na głębokości niejednakowej, zwykle pod ropnym poziomem, i poziom hydrostatyczny tych wód utrzymuje się na wysokości 1100—1000 m. Poziom ma wszystkie cechy wody typu pokładowej, edge water, nad którą trzyma się ropa wskutek prawdopodobnie znacznej grubości eoceńskich porowatych piaskowców. Woda tego poziomu zawadnia eoceński ropny poziom i zagraża poziomowi borysławskiego piaskowca, głównie przedzierając się do niego z góry przez stare szyby. Możebnie, że solanka eoceńska po wyczerpaniu ropy tego poziomu infiltruje się w borysławski piaskowiec i z dołu, wskutek swego znacznego hydrostatycznego ciśnienia.

Niżej najgłębszego ropnego poziomu również znajduje się czwarty wodny poziom tegoż typu, jak poprzedni, lecz o słabszem ciśnieniu. Oś borysławskiego fałdu zanurza się w stronę Tustanowic i prawdopodobnie że na wschodzie ropa w borysławskim piaskowcu może być zastąpiona już wodą typu edge-water lub piaskowce są płonnemi, jak to wykazały wiercenia w Truskawcu i Dobrohostowie. Na zachodzie w Popielach granicę złoża stanowią zaburzenia typu uskokowego. Produkcja rozwija się dziś w kierunku tylko południowym.

Obszar Borysławia wydał dotąd 1.700.000 cystern ropy, lecz od r. 1909 produkcja stale spada; złoże wyczerpuje się i tylko nowe pola Mraźnicy mogą podtrzymać jeszcze produkcję i zwolnić tempo spadku produkcji. W 1909 r. produkcja wynosiła 199.600 wagonów, a w r. 1920 zaledwie około 62.000. Przeciętna wydajność na dobę i szyb wynosi 1,036 cysterny, czyli 73,6 baryłki; największą wydajność ma poziom eoceński, w Borysławiu — 1,715 wagona. Długość życia szybów na różnych poziomach jest bardzo niejednakowa. Najwięcej stałym jest poziom borysławskiego piaskowca, przeciętnie produkcja wyczerpuje się w przeciągu 5—6 lat; niektóre szyby na poziomie eoceńskim mają długość życia przewyższającą 10 lat (Dąbrowa IV w Tustanowicach). Wydajność pól na hektar wynosi przeciętnie 2430 cystern (na mórg 1215), a przeciętna produkcja szybu wynosi około 2000 wagonów.

Złoże borysławskie należy do liczby złóż z największą wydajnością, lecz warunki naturalne złoża (głębokość zalegania ropnych poziomów, stromy upad warstw w partji nasuniętej i twardość pokładów tej partji) są więcej trudnemi w porównaniu z innemi złożami światowej wagi (Oklahoma, Kalifornja, Baku, Grozny).

Ż y ł y o z o k e r y t u w Borysławiu [1]) przecinają warstwy dobrotowskie i iły solne w północnej części starego pola Borysławia. Żyły o kierunku poprzecznym (NE—SW) stanowią jeden system; poszcze-

---

[1]) M ł ą c z y ń s k i, S z a j n o c h a i G r z y b o w s k i, Atlas Geologiczny Galicji. Zeszyt XX, Drohobycz. Kraków, 1905

G r z y b o w s k i, Borysław. Bull. Acad. d. Sc. Kraków, № 2, 1907.

gólne żyły wielokrotnie łączą się pomiędzy sobą lub dają rozgałęzienia. Ten system żył krzyżuje się z jedną główną żyłą podłużną w kierunku NW—SE z upadem na NE. Żyły mają upad stromy i zwykle ze strony spągu mają czarną łupinę; żylna masa ma budowę brekczjową z odłamków bokowych skał cementowanych ozokerytem. Większe płyty i kawałki ozokerytu są około łupiny, a żylna masa zawiera ozokeryt w nieprawidłowem rozmieszczeniu w postaci tak zwanego „lepu", t. j. ziemiastej plastycznej masy o zawartości ozokerytu 0,5% do 3%. Zwykle masa idąca na odbudowę zawiera tylko 1,5% ozokerytu. Miąższość żył jest wahająca się i żyły często zupełnie wyklinowują się. Żyły proste mają zwykle miąższość do 0,5 m i łupiny z obydwóch stron; żyły złożone mają czasem miąższość do 30 m i tworzą pas równoległych żył. Poszczególne żyły przechodzą w niektórych miejscach wzdłuż uwarstwowienia pokładów; takie żyły o łagodnym upadzie nazywają się „płazówka". W części północno-wschodniej pola kopalnego pod szutrem leży gliniasta nieuwarstwowiona masa, którą zowią „sytyca"; za dobrotowskie warstwy przyjmowano zwykle pokłady leżące bezpośrednio pod sytycą w postaci naprzemianległych łupkowatych glin i piaskowców. W szczelinach tych pokładów znajdują się gips żyłkowaty i skupienia soli, często mocno bitumicznej; granicę pomiędzy iłami solnemi i warstwami dobrotowskiemi trudno jest przeprowadzić. Bryły egzotyczne wapieni jurajskich, kwarcytów, łupków i odłamki skał fliszu znajdują się często w utworach zawierających żyły ozokerytu.

Z głębokością twardość ozokerytu zmniejsza się; „borysławit" był spotykany zwykle do głębokości 100 m i wyjątkowo 200 m; głębiej jest czarna odmiana wosku miękka, mazista, zwana „kindybal". Ciśnienie w wyrobiskach podziemnych jest nadzwyczaj silnem; wosk w wyrobiskach często wypiera z taką siłą, że bywały zdarzenia zupełnego zakorkowania chodników; wosk wypierany z dołu i lokalne nagromadzenie wosku o znacznej objętości robotnicy nazywają „matką" albo też „klumpą". Utworzenie się ozokerytu można wytłumaczyć wyparowaniem ropy, czyli ulotnieniem najwięcej lekkich składników na głębokości wskutek zmniejszenia ciśnienia gazowego podczas tworzenia się szczelin w otaczających warstwach. Wyparowanie następuje bez utlenienia i parafinowe składniki zostają strąconemi z roztworu węglowodorów. Przypuszczają, że jeżeli ozokeryt znajduje się w ropie nie w stanie rozpuszczonym, a w stanie zawieszonym, jednym z czynników jego osadu musi być ruch ropy, który przy silnem naprężeniu może prowadzić do zjawiska podobnego do zbijania masła, czyli nagromadzenia większych mas z drobnych cząsteczek [1]); takiem przy-

[1]) W tym kierunku ciekawe doświadczenia wykonał znany chemik Gurwitsch, Ueber einige Eigenschaften der paraffinhaltigen Erdölprodukte. Petrol. Zeitsch., 7, 1923.

puszczeniem starają się wytłumaczyć, dlaczego niema złóż ozokerytu około złóż parafinowej ropy w Birmie i Pensylwanji, gdzie ropne pokłady nie są zaburzone, a tworzą tylko spokojne fałdy. Jednak uogólnieniu takiego przypuszczenia zaprzecza zjawisko zakorkowania parafiną otworów w chwili wybuchu ropy parafinowej wskutek ochłodzenia przy rozszerzeniu gazów, a zwłaszcza zjawisko krystalizacji parafiny przy ochłodzeniu ropy. Według opinji Zubera ozokeryt musiał powstać równolegle z ropą z pierwotnego materjału bitumicznego pośród warstw dobrotowskich pod wysokiem ciśnieniem, które właśnie spowodowało kondensację płynnych węglowodorów w twardą parafinę, jako wyższą formę homologów węglowodorowych. Nakoniec jest zdanie (str. 16), że ozokeryt przedstawia formę przejściową do ropy i gazu, które powstają wskutek jego depolimeryzacji.

Produkcja ozokerytu w latach 1910—1912 była od 2.259 do 1.683 tonn, w r. 1897 i 1898 produkcja była 6.680 i 7.760 ton; dziś produkcja stale spada, zwłaszcza od r. 1900 po zaprowadzeniu obowiązujących górniczych przepisów dla eksploatacji wosku, a również wskutek nadmiaru produkcji parafiny na rafinerjach. W r. 1920 produkcja wynosiła zaledwie 368 ton, w r. 1922 — 423 tony; znaczna część ozokerytu otrzymuje się dziś z „lepu“.

Ostatniemi czasy poszukiwawcze roboty stwierdziły poważne żyły ozokerytu około Truskawca na starej kopalni na Pomiarkach, gdzie mu towarzyszą siarka rodzima, gips, celestyn, aragonit i kalcyt [1]).

Schodnica-Urycz-Opaka [2]). Warstwy nasuniętej partji fałdu mraźnickiego, więc dolne inoceramowe, jamneńskie i eocenu, oraz łupki menilitowe tworzą pofałdowaną strefę na południe od nowych pól Mraźnicy (rys. 51). Liczne wycieki ropne są znane w tej strefie i na jej przedłużeniu ku NW (na terenach północnych gminy Opaka) i ku SE w Orowie. Wiercenia mniej więcej płytkie (od 150 do 520 m) po obu stronach rzeki Tyśmienicy w Mraźnicy (stare pola Mraźnicy) stwierdziły, że ropne poziomy znajdują się tak w górnej jak i dolnej partjach warstw inoceramowych, w których twarde popękane piaskowce z żyłami kalcytu są zbiornikami ropy, której często towarzyszy woda, bardzo słona według Zubera. Stwierdzono także, że te same warstwy na nowych polach Mraźnicy i Borysławia zawierają przeważnie wody słodkie. Ropy starych pól Mraźnicy parafiny naogół nie zawierają.

Pola Schodnicy są położone wzdłuż doliny rzeki Schodnicy w obrębie mocno pofałdowanych warstw eocenu, serji menilitowej i dobrotowskich. Według Zubera ta pofałdowana partja jest ujęta pomiędzy dwa anormalne kontakty; ze strony północno-wschodniej

[1]) Szajnocha, Atlas Geolog. Galicji. Tekst do zeszytu XX, 1906.

[2]) Zuber, Atlas Geolog. Galicji. XVII, Skole. 1901.

Zuber, Flisz i nafta, 1918, str. 91.

taki kontakt postawił rzędem partję łupków menilitowych strefy mraźnickiej i eocen schodnicki, a ze strony południowo-zachodniej na partję schodnicką są nasunięte warstwy inoceramowe czołowej partji większego złuskowanego nasunięcia, które można nazwać nasunięciem Kropiwnika. Pofałdowana partja schodnicka daje ropę na dwóch poziomach w eocenie z piaskowców i w warstwach inoceramowych; piaskowiec jamneński stanowi wyraźny wodny poziom. Ropa Schodnicy jest lekka, o c. gat. 0,833—0,857 do 0,869 z zawartością lekkich benzyn przeciętnie około 25%, i naogół bezparafinowa (około 1,42% parafiny); taką również jest ropa Opaka (c. g. 0,835, benzyny 20% i ciężkiej benzyny 9%); ropa Urycza ma wychód benzyny nieco mniejszy. Najnowsze wiercenia w dolinie rz. Pereprostyny między polami Schodnicy i Urycza nawiercają ropę znacznie dalej na południe, jednak stosunek tych ropnych poziomów do poziomów głównego fałdu schodnickiego nie jest zupełnie jasnym wskutek możebnego tu przesunięcia w kierunku poziomym wzdłuż znacznego uskoku (według mapy Kropaczka).

Produkcja Schodnicy była dosyć znaczną w latach 1895 — 97; obecnie jest tu prowadzoną wieloszybowa gospodarka, dająca, naprz. na kopalni „Rohag", na 50 szybów w pompowaniu w Peroprostyna dziennie 2 cysterny ropy, a w Schodnicy na 250 szybów—4 cysterny; w Uryczu 100 szybów w pompowaniu dają dziennie 2,5 cysterny ropy.

Według Zubera, największe bogactwo nafty w Borysławiu jest „widocznie" nagromadzonem na elewacji fałdu autochtonicznego przedgórza, zwłaszcza przed czołem fałdu nasuniętego; takiż stosunek Zuber podkreśla i w Harklowej w Galicji zachodniej, a obszar naftowy Schodnicy uważa również za przykład bogatego nagromadzenia nafty w przedmurzu partji czołowej znaczniejszego nasunięcia; więcej odpowiedniem byłoby uważać złoże Schodnica-Urycz za siodłowe spiętrzenie w podłużnej depresji pomiędzy dwoma znacznemi wypiętrzeniami. Co zaś do Borysławia-Tustanowice-Mraźnicy, to dziś nie możemy mówić, że ropa jest zebraną przed czołem fałdu nasuniętego (lub według interpretacji kilku płaszczowin — w przegubie czołowym leżącego fałdu płaszczowinowego); dziś odwrotnie mamy już nasycone partje warstw ropnych w stropowem skrzydle leżącego fałdu.

Dalej na SW od Schodnicy pofałdowanie i złuskowanie warstw nasuniętych pozostaje bez większych nagromadzeń ropy, jak to cechuje i strefę pomiędzy Mraźnicą a Schodnicą.

* * *

Poszukiwania ropy wzdłuż brzegu karpackiego dalej na południowschód nie dały wyników pomyślnych dotychczas. Wydajność pól około Rypnego i Perehińska[1]) jest bardzo słaba; szyby wiercone

[1]) Arn. Heim, Observat. géolog. sur la région pétrolifère de Rypne en Galicie. Arch. sc. ph. et nat. 25, 1909.

w regjonie podkarpackim, około Niebyłową, dały tylko ślady ropne. Wiercenia natomiast w Kałuszu i w Daszawie, około Stryja, dały silne gazy z warstw mioceńskich i oligoceńskich (?). Ropne pola dalej ku SE spotykamy w Bitkowie i około Słobody Rungurskiej.

Bitków.[1])

Wyżej przy omawianiu facjalnych regjonów podaliśmy ogólny przekrój stratygraficzny Bitkowa. W porównaniu z przekrojem Borysławia mamy tu inaczej nieco rozwinięte warstwy górnej partji serji inoceramowej, właśnie w postaci charakterystycznych warstw płytowych (wiśniowe i zielone iły łupkowe z cienkiemi pokładami piaskowców hieroglifowych i ławic zlepieńców), i warstwy eoceńskie z wyraźnem wykształceniem w średniej partji serji faciesu pasiecznIańskiego; warstwy jamneńskie są zredukowane czasem do jednego pokładu bryłowego piaskowca.

Wszystkie szyby kopalni bitkowskiej (rys. 52) są położone na różnych serjach pokładów normalnie uwarstwowionych od łupków menilitowych na górze do warstw inoceramowych u dołu. Kompleks tych seryj jest zebrany w wyraźne siodłowate wypiętrzenie, zwane siodłem bitkowskiem, które jest zaznaczone od doliny Maniawki do doliny Bystrzycy Nadworniańskiej. Siodło ma budowę asymetryczną z skrzydłem północno-wschodniem więcej stromem (upad do 45—50°); na skrzydle południowo-zachodniem upad warstw jest łagodnym (około 10—20°). Oś wypiętrzenia obniża się w kierunku biegu ku dolinie Bystrzycy, która przechodzi w szerokiej depresji poprzecznej. Naprzeciw Pasiecznej na lewym brzegu Bystrzycy można widzieć dobrze wykształconą eoceńską synklinę, w którą przechodzi południowo-zachodnie skrzydło siodła bitkowskiego; oś synkliny również zanurza się w kierunku południowo-wschodnim. Facies pasieczniański eocenu jest rozwinięty na południowem skrzydle siodła w miąższości znacznie większej, niżeli na skrzydle północnem. Również łupki menilitowe występują tylko na północno-wschodniem skrzydle, rozwijając się tu w dolinie rzeki Bitkowczyk w szeroką strefę i przechodząc w kierunku pionowym ku górze w warstwy dobrotowskie. Jeszcze dalej ku północo-wschodowi na linji Markowa—Babcze—Mołotków łupki menilitowe tworzą orograficzny i geologiczny brzeg karpacki, kontaktując anormalnie z iłami solnemi strefy podkarpackiej. Uskoki podłużne i poprzeczne rozbijają cały kompleks strefy brzeżnej na kilka bloków, granic których nie można jednak uważać za ustalone zupełnie stanowczo.

W samym środku kopalni bitkowskiej, około Diłu, następnie na północny zachód stąd w górnej części biegu rzeki Bitkowczyk w miej-

[1]) Zuber, Atlas Geol. Galicji, II, 1888. — Siegfried, Die Naphtalagerst. d. Umg. von Sołotwina 1912. — Zuber, Flisz i nafta, 1918, str. 124. — Prace nieopublikowane Bujalskiego, Świderskiego, Nowaka.

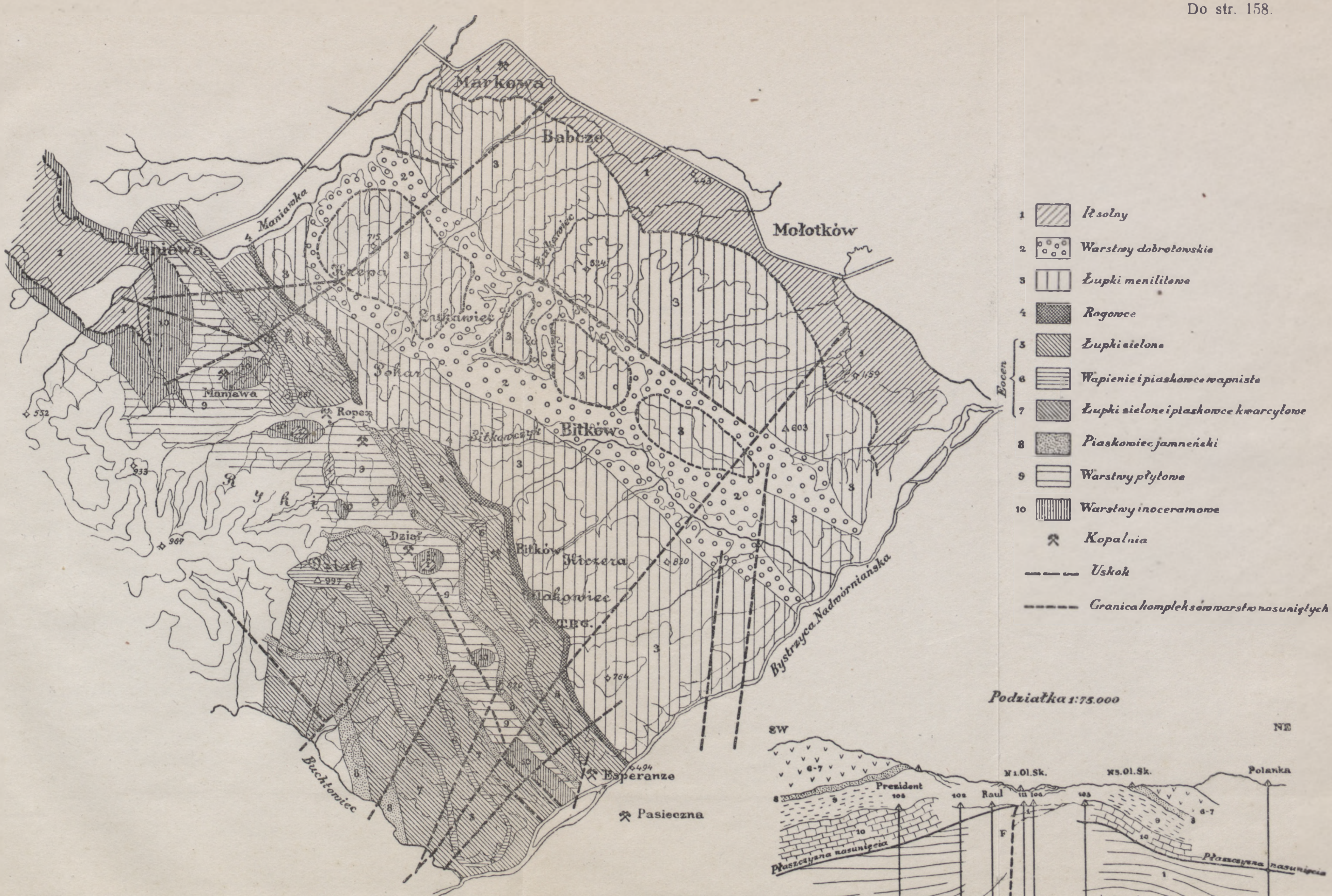
scowości Ropex i jeszcze dalej w dolinie rzeki Maniawki z pod warstw inoceramowych występują iły solne, tworząc piękne tektoniczne okna. Siodło bitkowskie jest więc kompleksem nie autochtonicznym, a kompleksem z normalnem następstwem warstw, lecz leżącym w nienormalnym kontakcie na iłach solnych miocenu. Cały kompleks bitkowski przedstawia sobą płaszczowinę pofałdowaną, jako wielkie przesunięcie (Ueberschiebungsdecke) albo część stropową wielkiego leżącego fałdu (Ueberfaltungsdecke), którego śródfałdzie zostało wyciśnięte. Czy iły solne wspomnianych okien mają połączenie z iłami solnemi strefy Markowa—Mołotków, pozostaje kwestją odkrytą.

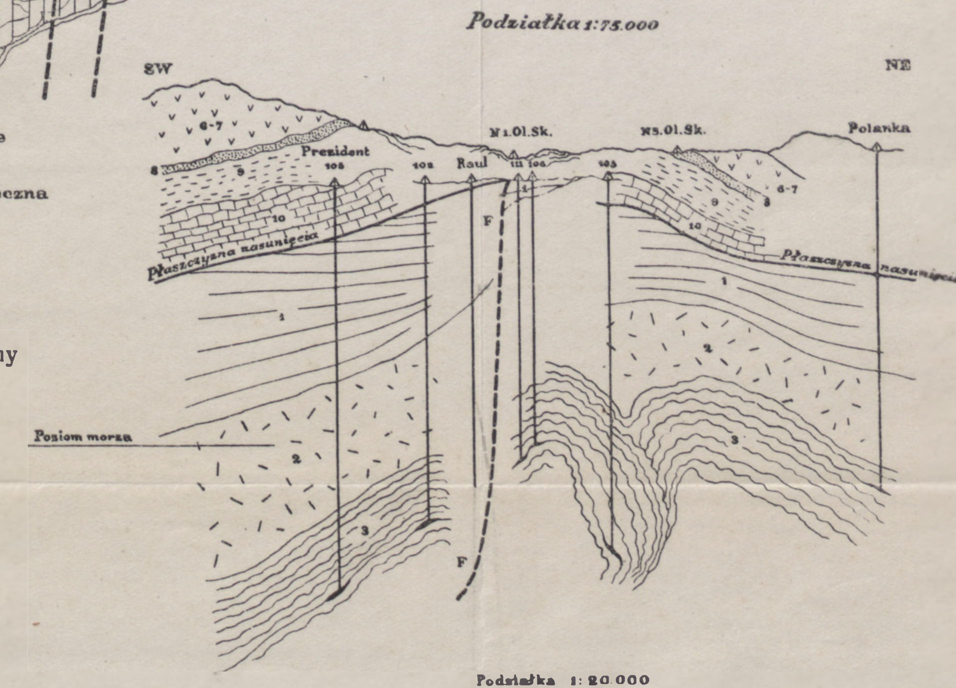
W porównaniu z borysławskiem złożem, bitkowskie nie jest złożem zlokalizowanem przeważnie w czołowej partji i w stropowem skrzydle przewalonego fałdu autochtonu, a jest złożem położonem w siodłowem spiętrzeniu płaszczowiny bitkowskiej i jej podłoża, które właśnie nie tworzy tu leżącego fałdu, jak w Borysławiu.

Strefa podkarpacka Markowa—Mołotków jest tu wydźwignięta ku powierzchni ziemi znacznie wyżej, niżeli na przedmurzu partji czołowej około Borysławia i Tustanowic. Warstwy solonośne, dobrotowskie i zlepieńce słobódzkie tworzą tu znaczne wypiętrzenie Potoków (nad Nadwórną) w postaci fałdu, częściowo obalonego ku południo-zachodowi, a między nim i krawędzią regjonu brzeżnego około Markowa-Mołotkowa i Staruni prawdopodobnie jeszcze jedno wypiętrzenie. Te fałdy autochtoniczne (miejscowe) zanurzają się ku północnemu zachodowi w Dźwiniaczu; również giną one ku południo-wschodowi od Nadwórny, przetwarzając się w spokojny fałd Dobrotowa na Prucie.

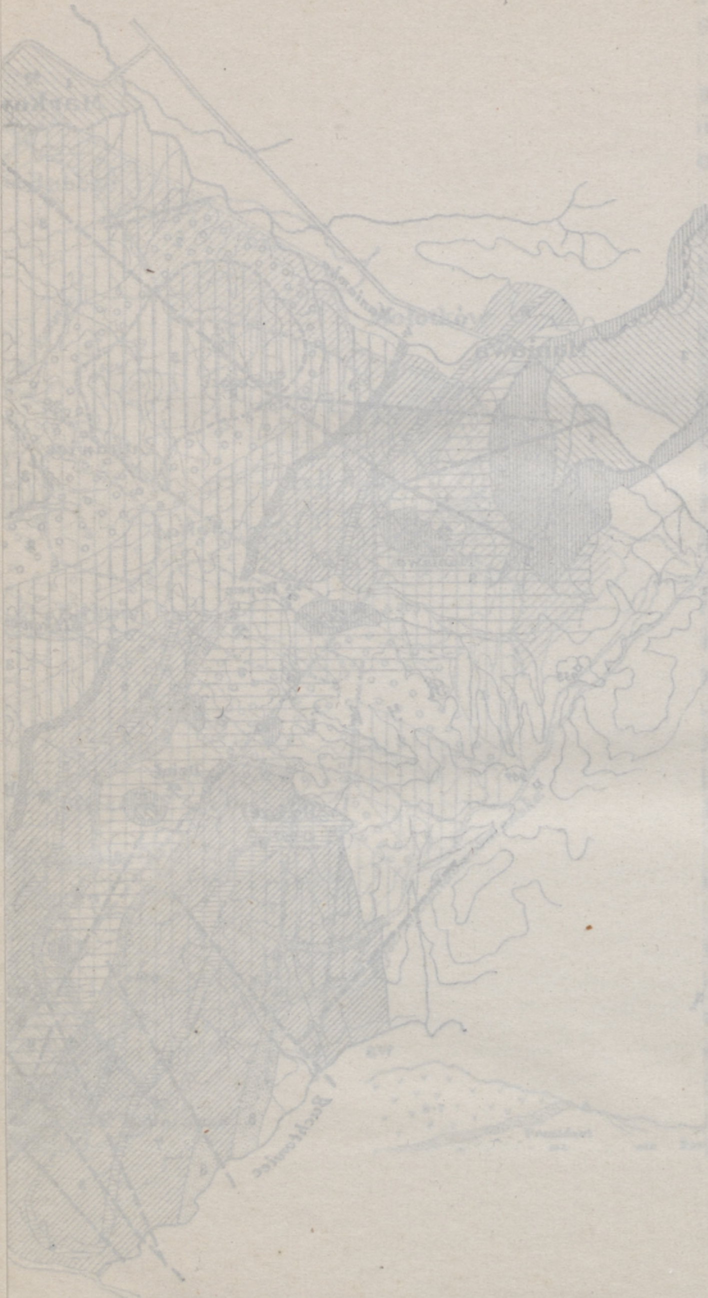
Wszystkie szyby Bitkowa na północno-wschodniem skrzydle przewiercają kompleks fałdu bitkowskiego, wchodzą pod nim w iły solne, następnie w warstwy dobrotowskie i łupki menilitowe serji utworów autochtonicznych. Ta cała serja przypuszczalnie powtarza siodłowate wypiętrzenie nasuniętej partji; autochton i nasunięcie uległy wspólnie jak gdyby powtórnemu pofałdowaniu.

Ropne poziomy były spotkane w warstwach nasuniętych i w autochtonie. W pierwszych, zwłaszcza w warstwach płytowych, poziom „0" lekkiej ropy był spotkany w szybach na północno-wschodniem skrzydle; na tym poziomie stoją wszystkie szyby starej kopalni w Pasiecznej na prawym brzegu Bystrzycy. W autochtonie szyby północno-wschodniego skrzydła siodła nawiercają ropę na trzech poziomach: I (0,822—0,832)—na pograniczu iłów solnych i warstw dobrotowskich na 50 m głębiej stropu tych ostatnich; II—na pograniczu warstw dobrotowskich i łupków menilitowych; III—w piaskowcach niżej rogowców lub nawet pośród rogowców, które leżą zawsze u podstawy serji łupków menilitowych. Ten trzeci poziom jest (0,806) najwięcej wydajnym, a zwłaszcza na południowem skrzydle siodła w części kopalni „Dział"; w tej części dotychczas zakończonemi są kilka szybów, w których w górnych po-





Rys. 52. Mapa terenów Bitkowa (według B u j a l s k i e g o) i przekrój schematyczny przez kopalnię na Dziale.



ziomów zupełnie nie napotkano. W starej części kopalni były nawiercone ropne poziomy i niżej III poziomu, prawdopodobnie w eocenie.

Największa produkcja w Bitkowie wynosiła 36.000 ton w r. 1913 i 31.000 ton w r. 1912; ilość szybów produkujących była 26. Dziś produkcja otrzymuje się z 25—30 szybów w ilości do 25.000 ton rocznie. Przeciętna wydajność na szyb i dobę wynosi zaledwo 2500 kg, czyli 17,15 baryłki, więc pole jest znacznie mniej wydajnem od borysławskiego. Głębokość szybów waha się od 500 m do 1000 m. Najwięcej wydajne szyby w części kopalni „Dział" (№№ I, II, IV, VI) mają produkcję miesięczną 46, 20 i 15 cystern w r. 1923.

Obecnie nowe wiercenia mają zadanie rozszerzać pole ku południowemu zachodowi w kierunku łagodnego upadu skrzydła i ku północnemu zachodowi w kierunku rozciągłości warstw, gdzie około wsi Jabłonka i Kryczka na przedłużeniu siodła bitkowskiego była już otrzymana ropa w poprzednie lata.

Również jest projektowane w części pasieczniańskiej przewiercić partję nasuniętą, co prawdopodobnie będzie osiągniętem głębiej jak na 1000 m, więc wiercenia muszą dojść do głębokości borysławskich.

Ropa bitkowska jest lekką, c. gat.—0,800—0,772, z wydajnością benzyny 40—45%, i nie zawiera parafiny. Szyby dają znaczną ilość gazu, zużywanego na miejscu.

Ropa na nowem polu Bitkowa (Dział) jest więcej ciężką ((0,795—0,806) od ropy tegoż poziomu na starych polach (0,760—0,800).

Warstwy autochtoniczne naogół są biedne w wodę, bo mają doskonałą nieprzepuszczalną powłokę w iłach solnych; słone wody w nich są zjawiskiem lokalnem. W warstwach nasuniętych stałym poziomem wodnym są piaskowce jamneńskie, zawierające wodę słodką. Pole ropne jest jeszcze mało zbadanem, aby można było zaznaczyć granicę pomiędzy ropą a wodą na poziomie piaskowców podmenilitowych. W każdym razie przy wierceniach na południowem skrzydle bliżej do osi synkliny można spotkać nie ropę, a wodę typu „edge water". Według opinji miejscowych geologów szyb Dział I, który ma największą produkcję, nawierca ropę w pobliżu uskoku podłużnego; również na południowo-wschodniem polu, około Pasiecznej, szyb Gold I, który miał większą produkcję, stoi w pobliżu uskoku. Jednak tych wskazówek jest za mało, aby opierać na nich przypuszczenie, że uskoki mają tu dodatni wpływ na wydajność szybów. Można powiedzieć, że dotychczas nie jest sprawdzony ujemny wpływ uskoków, o ile same uskoki nie są zbyt teoretycznemi.

W depresji Bystrzycy nasunięta partja wzrasta w swojej miąższości wskutek jej złuskowania; według N o w a k a, na linji Bystrzycy między Nadwórną a Delatynem brzeg płaszczowiny jest wysunięty najdalej na północo-wschód; płaszczowina nakrywa tu cały prawie pas

miejscowych fałd, bo z wyjątkiem tylko fałdu Potoków. W rzeczywistości niema wielkiej różnicy pomiędzy przebiegiem brzegu płaszczowiny w dolinie Bystrzycy i w Bitkowie, bo nad linją Markowa—Mołotków również mamy brzeg nasunięcia; różnica tylko polega na tem, że tu nasunięcie nie jest złuskowane, a dalej na południo-wschód nad Nadwórną i Delatynem jest złuskowane.

W strefie miejscowych fałd około Dźwiniacza i Staruni są stare kopalnie ozokerytu, w Dźwiniaczu czynna do dziś. Około Dźwiniacza wywiercono 5 szybów, z których trzy były porzucone na głębokościach 409—492 m wskutek niezamknięcia wody i zagwożdżenia; czwarty szyb (Liebermana) dał silne gazy z czerwonych łupków pod iłami solnemi z głębokości około 900 m i dopływ wody słonej z menilitow, wylewającej do dziś na powierzchnię. Piąty otwór, założony znacznie dalej na południe (szyb Brüggera), nie wyszedł z warstw czerwonych łupków na głębokości 1000 m.

Wiercenia w Staruni dały (szyb № 3 na 556 m) gazy i słaby dopływ ropy z wodą, w piaskowcach warstw solonośnych; wywiercono 5 szybów w okolicach kopalni wosku do głębokości 480—688 m. W otworach spotkano nadzwyczaj silne parcie pokładów, które w otworze № 5 doprowadziło do zgniecenia jednocześnie dwóch dymensyj rur. Szósty szyb (Gea) spotkał dopływ ropy na głębokości około 400 m, lecz był zastanowiony na 700 m wskutek technicznych trudności.

Niektórzy geologowie uważają, że strefa Markowa—Małotków i Starunia jest podłużną depresją, ograniczoną ku południowemu zachodowi brzegiem nasunięcia bitkowskiego, a ku północnemu wschodowi granicę jej stanowi linja uskokowa, przebiegająca od Nadwórny do Monasterczany; uskok ten ogranicza fałd Potoków i spowodował wydźwignięcie zlepieńców słobódzkich i warstw dobrotowskich na iły solne depresji; przyjmuje się więc zgodnie z koncepcją geologa Siegfrieda wsteczne nasunięcie w kierunku południowo-zachodnim. Warstwy mioceńskie, z których jest zbudowana strefa Markowa—Mołotków i Starunia, są ułożone w bardzo zaburzone fałdy, o niejednakowem wyniesieniu siodłowatych wypiętrzeń. Plastyczne warstwy wywierają silne ciśnienie w otworach świdrowych; jednak miejscowość ta zasługuje na dalsze poszukiwania, które są trudnemi wobec nader nieprawidłowego pofałdowania warstw.

Słoboda Rungurska.[1]) Miejscowe normalne siodło warstw dobrotowskich w przekroju Prutu około Dobrotowa ma w swojem jądrze zlepieńce słobódzkie; ten fałd w kierunku ku południowemu wschodowi stopniowo przechodzi w fałd przewalony ku NE, który najlepiej jest zbadany w Słobodzie Rungurskiej. W tym przewalo-

---

[1]) Zuber, Flisz i Nafta, 1918, str. 126. Literatura. — Świderski prace nieopublikowane.

nym fałdzie (rys. 53) w jądrze znajdują się łupki menilitowe i eocen, a skrzydło północno-wschodnie ma upad również ku SW. Przewalenie przechodzi nawet w nasunięcie, bo szyby kopalni po przebiciu eocenu dotarły do pokładów iłów solnych. Ropne poziomy były w eocenie, w gruboziarnistych piaskowcach glaukonitowych przeważnie na stropowem skrzydle przewalonego siodła. Pole zostało wyczerpane zupełnie.

Dalej ku SE około Łuczy iły solne tworzą okno tektoniczne pośród eocenu. Dziś jest dążenie nawet, aby pośród fałd miejscowych między Słobodą Rungurską i Kosmaczem rozróżnić nasunięcia o skali płaszczowin i uważać warstwy mioceńskie i zlepieńce słobódzkie na strefie Markowa—Mołotków—Starunia za przedłużenie jednej z takich płaszczowin. Według Świderskiego brzeżne polskie Karpaty wschodnie zbudowane są z kilku nasuniętych z poł.-zachodu płaszczowin. Orograficzny brzeg Karpat na Pokuciu zbudowany jest z najgłębszej z tych płaszczowin, którą widzimy na powierzchni w postaci



Rys. 53. Przekrój schematyczny (według Świderskiego).

fałdów pokuckich, wypiętrzonych tu wskutek znacznej poprzecznej elewacji. Na linji rzeczki Łuczy fałdy te zapadają pod inną płaszczowiną, nazwaną przez Świderskiego słobódzką, z której są zbudowane brzeżne łańcuchy karpackie na odcinku ich w kierunku na NW do Bystrzycy Sołotwińskiej. Na tę płaszczowinę zostaje nasunięta partja bitkowska, która przechodzi ku północnemu zachodowi w fałd Rypnego i dalej aż do Hoszowa, stopniowo zapadając w głąb pod złuskowane partje masy skolskiej. Amplituda pofałdowania według takiej interpretacji gwałtownie wzrasta od Bystrzycy Sołotwińskiej ku południowemu wschodowi. Fałdy miejscowe na przedmurzu bitkowskiego siodła i pod niem byłyby w tym wypadku częścią nowej dolnej płaszczowiny.

Przy takiej skomplikowanej budowie trudno jest ująć warunki ukształtowania ropnych pól w jakiekolwiek prawo dla większej przestrzeni i poszukiwania ropy stają się coraz więcej trudnemi. Jednak co do siodła borysławskiego i autochtonu pod siodłem bitkowskiem nie mamy jeszcze żadnych przekonywających dowodów, aby uważać je za części wgłębnych płaszczowin lub nawet za części więcej zna-

cznych nasunięć, naprzykład przyjmować siodło borysławskie za palcowate rozgałęzienie (digitacja) czołowej partji wielkiego nasunięcia (płaszczowiny) mraźnickiego.

Jednak niektórzy geologowie, jak F r i e d l [1]), idą jeszcze dalej w swoich przypuszczeniach, zwiększając amplitudę zjawiska płaszczowin w kierunku na północny zachód za południk Dobromila. Według hipotezy F r i e d l a cała partja zachodnich Karpat na NW od Dobromila jest tylko częścią płaszczowiny górnej, która leży na płaszczowinie dolnej borysławskiej. Gdzie ta ostatnia płaszczowina leży bezpośrednio pod górną, tam górna zawiera wtórne złoża ropy; gdzie ta płaszczowina górna spływa poza obręb północno-wschodni borysławskiej płaszczowiny, jak pomiędzy Dobromilem i Rzeszowem, na średni miocen bezpośrednio, tam nie zawiera ropy zupełnie. Przypuszczać można wszystko, lecz należy przypuszczenie udowodnić.

Streszczając się co do warunków rozmieszczenia pól ropnych w fliszu polskich Karpat, można podkreślić, że:

1) budowa tektoniczna pól zachodniej Galicji, chociaż złożona, pozwala śledzić pola naftowe wyodrębniając partje geologicznych utworów więcej wydźwignięte i partje więcej zanurzone w kierunku biegu; partje o upadzie warstw więcej łagodnym i partje zgniecione i przewalone w kierunku poprzecznym do fałd;

2) budowa pól typu borysławskiego i typu bitkowskiego o znacznych nasuniętych mniej więcej płonnych partjach pozwala prowadzić poszukiwania górnicze w kierunku nawiercenia partyj autochtonicznych w warunkach głębokości najwięcej pomyślnych;

3) ropne poziomy niektórych seryj stratygraficznych zajmują dosyć stałe miejsce w przekroju serji, jak podmenilitowy piaskowiec borysławski, piaskowiec pod rogowcami lub pośród nich w Bitkowie, piaskowce eoceńskie pod czerwonemi glinami w zachodniej Galicji, w Schodnicy, w Strzelbicach, w Słobodzie Rungurskiej i w innych miejscowościach;

4) łupki menilitowe z rogowcami w spągowej partji, czerwone i zielone iły eoceńskie stanowią prawdziwe przewodnie poziomy w przekrojach wzdłuż Karpat prawie od Gorlic do granicy Bukowiny (w regjonach brzeżnym i środkowej depresji krośnieńsko-szypockiej); w regjonie brzeżnym takież znaczenie przewodniego poziomu ma piaskowiec jamneński;

5) znaczna stałość litologiczna i stratygraficzna chociażby wymienionych przewodnich poziomów karpackiego fliszu nie pozwala uważać „fliszu“ za utwór „anormalny“, jak określił Z u b e r; od-

---

[1]) K. F r i e d l, Zur Deutung der Westgalizischen Erdölvorkommen. Petrol. Zeitschr., 7, 1923.

wrotnie utwór ten w Karpatach jest normalnym osadem morskim terygenicznym, przybrzeżnym, który świadczy o bardzo stałych wzdłuż całych Karpat wahaniach się poziomu morza i jednakowych warunkach sedymentacji w pewnych geologicznych okresach;

6) inżynier geologicznie mniej więcej doświadczony może w Karpatach, nie zważając na ogólny brak skamielin, dać przekroje tak poziome przez tereny interesujące go, jak i pionowe każdego pola; może rozsegregować materjał, otrzymywany przy wierceniu szybów, a przed założeniem szybu nowego zawsze może dać przekrój warstw przypuszczalnych w danem miejscu.

Asfalt w polskich Karpatach znajduje się w niewielkiej ilości w zagłębiu Krośnieńskiem i około Akroszory, natomiast łupki bitumiczne mogą mieć z czasem przemysłowe znaczenie. Szajnocha[1]) oddawna już zwrócił uwagę na zawartość bitumu w łupkach menilitowych. Według analiz Englera menilitowe łupki zawierają od 2,2% do 9,1% bitumu; do najwięcej nasyconych bitumem ze znanych mi łupków w Karpatach należą ciemne, prawie czarne menilitowe łupki około Rosochy w powiecie starosamborskim, na potoku Mareszance około Dołhołuka w powiecie stryjskim i w regjonie bitkowskim. Zapasy łupków należy określać bardzo ostrożnie, bo warunki górnicze zalegania całej serji menilitowej są naogół niepomyślne dla większej ich odbudowy.

RUMUNJA.

Serje roponośnych utworów polskich Karpat przechodzą bez przerwy na Bukowinę; pofałdowane utwory eocenu i oligocenu zawierają tam dużo ropnych przejawów, które można złączyć z trzema siodłowatemi wypiętrzeniami (?). W północnej części Bukowiny ropne przejawy sę lokalizowane na pograniczu z utworami solnej formacji, dalej na południe przejawy ropne znajdują się albo około łupków menilitowych, albo w eocenie. Najwięcej znanemi miejscowościami z wyciekami ropnemi są od północy ku południowi: Berhomet nad Seretem w warstwach inoceramowych, Storonec-Putilla i Russ-Moldawica w eocenie, Dichtieniec i Stulpicy w warstwach krośnieńskich, około Kimpolunga w dolnej kredzie. Prawdopodobnie, że część ropnych przejawów, więcej południowych, jest związana z przedłużeniem strefy środkowej depresji polskich Karpat, a przejawy ropne zewnętrzne są złączone z strefą brzeżną i Podkarpaciem. W Bukowi-

---

[1]) Szajnocha, Das Erdölvorkommen in Galizien im Lichte neuer Erfahrungen. Petr. Zeitschr., 10, 1911 i inne prace tegoż autora.— Pracy Kuźniara w tejże kwestji nie mogłem wykorzystać.

nie eksploatację prowadzi się dotychczas zapomocą niegłębokich szybów kopanych.

Geologja i tektonika. W geologicznej budowie wielkiej Rumunji[1]) oddawna już wydzielano pewne regjony tektoniczne, które tworzą dwie większe grupy: A) regjony karpackie i B) regjony zewnętrzne czyli peryferyczne.

W grupie regjonów karpackich można wyróżnić:

1) Karpaty starsze, jak rozczłonkowane partje jednego środkowego bloku starszych utworów; do takich partyj należą liczne grupy na południowej stronie Karpat po obu stronach Węgierskiej (Panońskiej) równiny. Do tej grupy można zaliczyć również Tatry i Marmarosz.

2) Karpaty fliszowe, które tworzą strefę kredy i paleogenu, zewnętrzną w stosunku do rozczłonkowanych części środkowego bloku. Ta strefa w obrębie Rumunji obejmuje wysoki dział wodny dzisiejszych Karpat.

3) Podkarpacki regjon zbudowany wyłącznie z utworów trzeciorzędowych, pofałdowanych w samym końcu pliocenu i później; fałdy otaczają ze strony zewnętrznej brzeg czyli krawędź Karpat fliszowych.

Każdy z regjonów wyraźnie rozpada się na pofałdowane strefy stopniowo zniżające się ku stronie zewnętrznej; stosunek tektoniczny pomiędzy regjonami pozostaje takim, jaki widzieliśmy w polskich Karpatach. Partje regjonu starszych utworów są nasunięte na partje fliszowe, a te ostatnie — na partje regjonu podkarpackiego. Można przypuszczać, że również i utwory regjonu podkarpackiego są ze strony zewnętrznej do pewnego stopnia nasuniętemi na poszczególne partje regjonów (B) peryferycznych. Te ostatnie tworzą przedmurze (avant-pays) całego łęku karpackiego i są dziś złożone z poszczególnych bloków poprzedzielanych pomiędzy sobą i od karpackich regjonów znacznemi linjami tektonicznemi o typie uskokowym tak podłużnym, jak i poprzecznym.

Pośród takich regjonów peryferycznych można zaznaczyć: 1) płytę podolską, 2) bloki Dobrudży i Sudetów, 3) płytę prabałkańską. Orograficznemi elementami na miejscu tych jednostek tektonicznych są: sarmackie płaskowzgórze Mołdawji, równiny Dobrudży i środkowej Rumunji, oraz strefa pagórkowata zachodniej Rumunji.

---

[1]) Voitesti, Aperçu général sur la géologie de la Roumanie. Ann. d. Mines du Roumanie. 1921. № 8—9. — To samo w niemieckim języku w „Petroleum Zeitschrift", 1922.

Mrazec et Popescu-Voitesti, Contribution à la connaissance des nappes du flysch carpatique en Roumanie (avec une esquisse tectonique et trois profils). Ann. de l'Inst. Géol. de Roumanie, V, 2, 1914.

Stratygraficzny podział fliszu rumuńskiego jest więcej złożonym niżeli w polskim fliszu i zestawienie przekrojów polskich i rumuńskich potrzebuje jeszcze porozumienia między geologami. Można zaznaczyć, że kreda rumuńska naogół nie ma cech fliszowych, natomiast charakterystyczny flisz cechuje sobą tylko odrębny facies cenomański (piaskowce karpackie czyli piaskowce Uzu, piaskowce Siriu) i granicę pomiędzy kredą a eocenem, a zwłaszcza paleogen. W eocenie rzędem z typowo rozwiniętemi nummulitowemi wapieniami (z *Cerithium giganteum*, jeżowcami) są faciesy fliszowe, w postaci margli czerwonych i niebieskawych i margli szarych łupkowatych, w postaci piaskowców hieroglifowych z fukoidami, naprzemianległych z marglami szaręmi (facies piaskowców Fuzaru i piaskowców Lucaceszti), wieku lutecko-bartońskiego.

W oligocenie rozróżniają łupki i margle (łupki liściaste dysodilowe i łupki menilitowe), przewarstwowione w części środkowej cienkiemi pokładami piaskowców. W górnych partjach serji białe kwarcowe piaskowce zupełnie zastępują łupki i margle; takie partje piaskowców rumuńscy geologowie nazywają piaskowcami kliwskiemi (jako synonim ciężkowickiego).

Miocen otacza strefę fliszową, zanurzając się pod nią i zjawiając się w niektórych miejscach, jak w oknach pośród erodowanej zony fliszowej. Warstwy są mocno pofałdowane, często typu fałd diapirowych. W zachodniej Rumunji miocen jest pokryty pliocenem, a w Mołdawji leży prawie poziomo; na równinie Rumuńskiej został stwierdzony przez wiercenia na głębokości około 100 m; w Dobrudży miocen pokrywa bezpośrednio warstwy kredowe.

Miocen rumuński ma w spągu piętra medyterańskie z rozwiniętą formacją solną, uważaną za ekwiwalent obu piętr medyterańskich. Formacja ma znaczną miąższość, do kilkuset metrów, i złożona jest z konglomeratów, piaskowców, solonośnych glin i tufów wulkanicznych (dacytowych) z podporządkowanemi im ławicami soli i gipsu. Formacja solna w Mołdawji jest zebrana w szeroki pas fałd, a na południe od rzeki Trotus została zgniecioną w wąską strefę pomiędzy krawędzią fliszu i utworami sarmatu i pliocenu.

Utwory sarmackie są osadami z wód tylko słonowatych (limanowych) w postaci wapieni muszlowych, oolitowych, piaskowców i glin; piętro sarmackie można podzielić na trzy oddziały ekwiwalentne takimże oddziałom w południowej Rosji i na Kaukazie. Piętro meotyckie składają przeważnie oolitowe wapienie, piaskowce, piaski, margle, żwiry. Marglowo-ilaste utwory górnej części piętra łączą je z piętrem pontyjskiem (z *Valenciennesia*, płasko żeberkowanemi *Cardium*) pliocenu, przeważnie z utworów gliniastych. Piętro dacyjskie jest utworem wód słonowatych w postaci ławic piasków naprzemianległych z pokładami lignitu; fauna była bardzo bliska dzisiejszej mórz

Czarnego i Kaspijskiego, bogata w *Unio*, w duże prawie olbrzymie *Cardium (Prosodacna, Psilodon)*, w *Dreissensia i Vivipara bifarcinata*. Ta ostatnia cechuje sobą już utwory więcej słodkowodne (warstwy bifarcinatowe). Piętro dacyjskie (ustalone przez T e i s s a y r e)



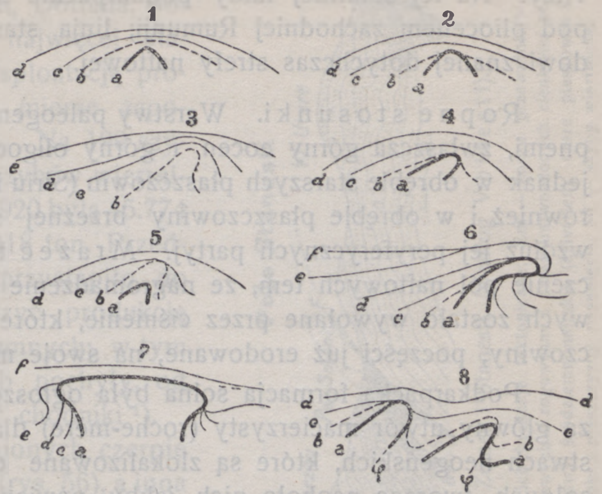
Rys. 54. Schemat tektoniczny stref fliszu Karpat wschodnich w Rumunji i stosunek tych stref do regjonu podkarpackiego (według V o l t e s t i).

odpowiada piętru warstw rudonośnych (kimmeryjskie) Kerczy i Kaukazu, czyli zajmuje w przekroju pionowym miejsce produktywnej serji Baku. Piętra akczagyłu, tak wyraźnie zaznaczonego na Kaukazie, rumuńscy geologowie dotychczas nie rozróżniają, natomiast na dacyjskiem piętrze zaznaczają lewantyńskie, które odpowiada mniej więcej

apszerońskiemu piętru Baku, o ile nie jest tylko facjalnym wytworem piętra dacyjskiego.

W końcu pliocenu w wieku lewantyńskim wody zrobiły się prawie słodkiemi, które dały piaski i żwiry z *Unio*, *Vivpara* (*V. turgida*) i żwiry tak zwanych warstw z Cândesti.

Rumuńscy geologowie (M r a z e c, M u r g o c i, V o i t e s t i) [1]) uważają, że najmniej opornemi napięciom tektonicznym są regjony przejściowe pomiędzy dwoma faciesami i wskutek tego linje, wzdłuż których powstały nasunięcia, są zawsze granicami faciesów. W kierunku od środkowych części ku zewnętrznym i również w następstwie ich genezy [2]) w Karpatach rumuńskich wyróżniają płaszczowiny (czyli czasem nappe-écaille, więc naogół linje kontaktów anormalnych) (rys. 54): płaszczowina i łuski piaskowca z Siriu nasunięte na facies piaskowców z Fuzaru; płaszczowina Fuzaru nasunięta na facies nummulitowy; płaszczowina brzeżna (nappe marginale) nasunięta na miocen podkarpacki. Napięcie tektoniczne słabnie w kierunku od polskich Karpat ku południowi; tak płaszczowina brzeżna nie przekracza doliny Prahova, płaszczowina Fuzaru zanika w skałkach na Jalomita, a płaszczowina Siriu zanika nieco dalej na zachód. Płaszczowina brzeżna prawdopodobnie odpowiada na-



Rys. 55. Typy pofałdowania diapirowego i przejściowe formy do płaszczowiny i złuskowania (według M r a z e c a).

1, 2 — fałdy normalne, jądro nie przebija warstw na skrzydłach, które są jednak na szczycie częściowo wyprasowane; 3, 4 — fałdy obalone, jądro wyciska częściowo warstwy na skrzydle; zgniecenie jądra do stopnia izoklinalnego (w Filipesti de Padure, Beciu); 5—stopień przewalenia wzrasta na tyle, że fałd jądra i fałd szczytowej części są niezgodnemi; linje osiowe warstw górnych i dolnych leżą nie w jednej płaszczyźnie (nieharmonicznie); 6—jądro przewalonego fałdu przebija skrzydło i zostaje przesunięte ponad częścią warstw skrzydła; części jądra mogą pozostać po oderwaniu w postaci skałek (typ Baicoi, Tintea); 7 — jądro przetyka szczyt siodła normalnego i rozpływa się ponad skrzydłem wachlarzowato (pli en champignon, o postaci grzybu); jądro zostało rozciśnięte ciśnieniem skał na skrzydłach wskutek ich oporu i następnego obsuwania się do dołu (typ Moreni); 8 — przekształcenie fałd z przetykającym jądrem w złuskowanie pod powłoką lekko pofałdowanych górnych mas.

[1]) M r a z e c et V o i t e s t i, Contribution à la connaissance des nappes du flysch carpathique en Roumanie. Ann. Inst. Geol. al Românirei, vol. V, 1914.

[2]) Możebne, że te płaszczowiny i łuski stanowią tylko palcowate (digitacje) partje jednego wielkiego nasunięcia brzeżnego.

szemu nasunięciu brzeżnemu (skolskiemu według Nowaka?), a płaszczowiny Fuzaru i Siriu — łuskom i płaszczowinom magórskim, a częściowo i łuskom nasunięcia skolskiego. Linje poprzecznej dyslokacji przecinają Karpaty, obszar podkarpacki i giną pod równiną; z takich linij najwięcej znanemi są linja doliny rzeki Trotus i linja Dambovitzy. Na tej ostatniej fałdy podkarpackie stopniowo zanurzają się pod pliocenem zachodniej Rumunji; linja stanowi granicę ku zachodowi znanej dotychczas strefy naftowej.

Ropne stosunki. Warstwy paleogenu strefy fliszowej są ropnemi, zwłaszcza górny eocen i górny oligocen; warstwy paleogenu jednak w obrębie starszych płaszczowin (Siriu i Fuzaru) nie są ropnemi; również i w obrębie płaszczowiny brzeżnej są ropnemi przeważnie wzdłuż jej peryferycznych partyj. Mrazec tłumaczył takie rozmieszczenie pól naftowych tem, że nagromadzenie ropy w partjach czołowych zostało wywołane przez ciśnienie, które wywierały starsze płaszczowiny, poczęści już erodowane, na swoje młodsze podłoże.

Podkarpacka formacja solna była ogłoszoną przez Mrazeca [1]) za główny utwór macierzysty (roche-mère) dla złóż naftowych w warstwach neogeńskich, które są zlokalizowane około sztoków i słupów solnych, tworząc naokoło nich jakby pewien pas kontaktowy czyli aureole naftowe. W samej formacji solnej również są wystąpienia nafty pierwotnej. W sarmackich warstwach ropa jest uważaną na drugorzędnem łożysku. W warstwach pontyjskich naogół ropnych poziomów niema, natomiast najbogatsze złoża są w warstwach meotyckich, dacyjskich i poczęści lewantyńskich.

Serja pontycko-dacyjsko-lewantyńska ma miąższość do wieluset metrów; w regjonie podkarpackim w południowej Mołdawji i w wschodniej Wołoszczyźnie warstwy tej serji są intensywnie sfałdowane. Według Mrazeca pola ropne tych poziomów są ograniczone tylko do ważnych linij dyslokacyjnych, zwłaszcza do fałdów z przebijającem i przesuniętem jądrem (typ diapirowy), gdzie wtórne złoża są przywiązane do linji nasunięcia (rys. 55).

W Rumunji wyróżniają więc ropne regjony fliszowe i podkarpackie; pierwsze są przedłużeniem południowem polskich regjonów ropnych i znajdują się głównie w Mołdawji; drugie odpowiadają strefom zewnętrznym Karpat i ciągną się wzdłuż Podkarpacia od granic Bukowiny do doliny rzeki Dambovitzy (na zachód od Bukaresztu). W granicach zachodniej Rumunji do dziś są znane tylko ślady ropne w solnej formacji i w warstwach ją pokrywających.

---

[1]) Mrazec, Ueber die Bildung der Rumänischen Petroleumlagerstätte. 1910 i liczne inne prace.

Ropne pola Rumunji.

Eksploatacja ropnych pól jest prowadzoną dziś w czterech okręgach, od północy ku południowemu zachodowi: Bacău, Buzău, Prahova i Dambovitza.

B a c ă u. Naftowe pola Moinesti, Solonti, Zemes, Stanesti, Doftana, Bogata (Targu-Okna) są najwięcej staremi, lecz do dziś eksploatację prowadzi się w znacznej mierze zapomocą szybów kopanych. Na 199 szybów kopanych jest 90 szybów wiertniczych. Produkcja w r. 1920 była 45.774 tony, a w r. 1921—39.418 ton. Przedsiębiorstwo Munteanu przystąpiło do doświadczenia: rozszerzyć produkcję zapomocą robót podziemnych; w tym celu założony jest szyb pochyły, od którego mają prowadzić chodniki [1]).



Rys. 56. Przekrój poprzeczny przez pola naftowe Zemes i Stanesti (według V o i t e s t i).

Utwory rozwinięte w faciesie brzeżnym paleogenu. S — masy solne i Br — ich brekcje tektoniczne; Em — eocen przeważnie w postaci piaskowców; Om — oligocen w postaci serji łupków menilitowych i dysodilowych z rogowcami i przewarstwowionych cienkiemi pokładami piaskowca kwarcowego, a w spągu płytowe wapienie rogowcowe; M — warstwy śródziemnomorskie (helvétien), szare piaskowce i margle szaro-sine przewarstwowione gipsem i tufem dacitowym. F — uskoki i płaszczyzny nasunięcia. Sd — szyby wiertnicze.

Grupa pól wymienionych czerpie ropę z poziomów fliszu (rys. 56), a inna grupa pól więcej wschodnich, jak Parjol-Campeni, Tetcani, Casin jest położona na formacji solnej. Na północ od miasta Bacău warstw pliocenu już niema, więc nie można tu liczyć na produktywne złoża typu więcej południowych części Rumunji. Ropa obydwóch grup jest lekką (0,770—0,820), benzynową i parafinową, benzyny od 38 do 47%, parafiny do 4%.

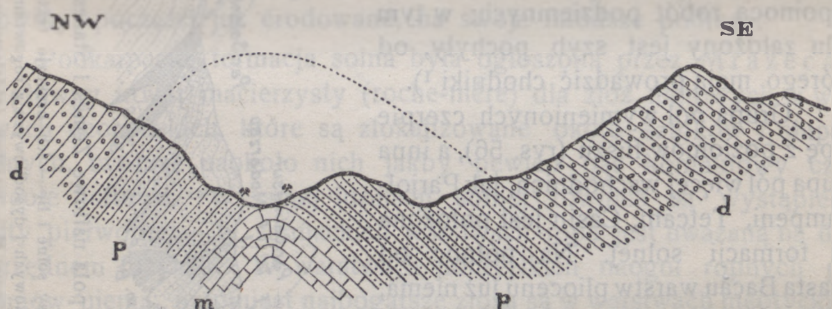
Złoża, jak Zemes i Stanesti, są położone blisko mas solnych, otoczonych brekczjową powłoką z odłamków wszystkich bocznych skał i cementowaną szarą, prawie czarną solną masą z gipsem. Solne masy występują w wypiętrzeniach siodłowych i zdają się przecinać wszystkie otaczające warstwy. Niektórzy geologowie rumuńscy, jak V o i t e s t i i M u r g o c i, uważają takie masy solne za prawdziwe słupy solne wydźwignięte poprzez otaczające warstwy z wielkiej głębokości, porównywując je z słupami solnemi

[1]) M a n o i l, Travaux d'exploitation du pétrole par la méthode minière à l'entreprise Munteanu et C-ie Tg.-Ocna. Ann. d. Mines de Roumanie, 1921, № 12.

Stassfurthu i przypisując soli wiek geologiczny znacznie starszy, może permski, niż wiek solnej formacji. Voitesti twierdzi, że solne masy na Podkarpaciu są w formacjach od dolnej kredy do czwartorzędu, więc, że położenie dzisiejsze mas solnych nie jest zjawiskiem porządku stratygraficznego, lecz tektonicznego.

Buzău. W obrębie okręgu jest znanych kilka linij naftowych w utworach fliszowych i w utworach miocenu i pliocenu. Jedynie wydajnemi dziś są pola Berca-Arbanasi (rys. 57), położone wzdłuż normalnego siodła, mającego w jądrze warstwy meotyckie, a na skrzydłach pontyjskie i dacyjskie z warstwami lignitu. Ropnem jest przeważnie skrzydło wschodnie; ropne poziomy znajdują się w warstwach meotyckich. Na przedłużeniu siodła są znane wulkany błotne.

Pole Arbanasi dało w r. 1921 z 46 otworów 90.129 ton i pole zajęło czwarte miejsce w liczbie produkujących obszarów. Ropa odnosi się do ciężkich, 0,860.



Rys. 57. Przekrój przez złoże Berca na antyklinie Policiori (według Mrazeca).
m — piętro meotyckie, p — piętro pontyjskie, d — piętro dacyjskie z Vivipara bifarcinata.

Prahova. Okręg jest położony po obu stronach rzeki Prahova, obejmuje znaczną poprzeczną partję Karpat, więc strefy tak fliszową, jak i podkarpacką.

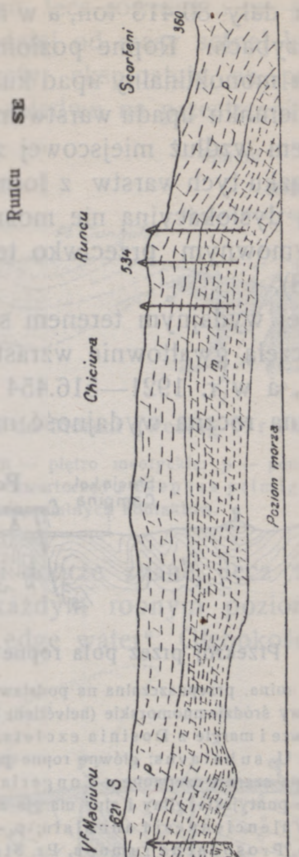
Dłuższy czas najwięcej wydajnemi były pola Bustenari (Calinet, Mislisora, Telega) na linji najwięcej północno-zachodniej na pograniczu fliszu i Podkarpacia. Pola dawały w latach 1902—1906 przeciętnie około 60% całej rumuńskiej produkcji. Drugą grupą bardzo wydajną były pola Campina, Poiana, Pitigaia, które dawały około 22% całej produkcji. W Bustenari produkcja podniosła się do 1 milj. ton i następnie od roku 1913 upada progresywnie, do 69.186 ton w r. 1921. Produkcja w Campina wskutek wieloszybowej gospodarki utrzymuje się więcej stale, około 70 t. t. w ostatnich latach.

Pola Bustenari i Campina stanowią jeden pas długości do 14 km. W Bustenari (rys. 58) ropne poziomy są w oligocenie i w warstwach meotyckich. Według starej opinji Mrazeca meotyckie warstwy są ropnemi tylko tam, gdzie pokrywają niezgodnie formację solną; tam

gdzie leżą na oligocenie, nie zawierają ropnych poziomów. W warstwach meotyckich ropne poziomy ujmują się na głębokościach od 100 do 300 m, a w oligocenie na głębokościach od 150 do 400 m. Ropy obu seryj są jednakowe, c. gat. 0,850 (0,820 — 0,860), bezparafinowe (ropa Campina zawiera parafiny do 3,5%) i benzynowe.

W Campina (rys. 59) fałd warstw meotyckich jest pokryty ze strony południowej pontem, a od północy ograniczony uskokiem i warstwami sarmatu i solnej formacji. W jądrze fałdu pod meotyckiemi warstwami są również warstwy solnej formacji. W warstwach meotyckich są cztery ropne poziomy; górny daje ropę najwięcej benzynową, a dolny daje ropę parafinową. C. g. rop jest 0,820—0,860. Na północ od tego siodła w Bucea przewiercono do 800 m w warstwach solnej formacji i napotkano tylko gazy. Meotyckie warstwy w Bustenari i Campina zawierają ropę różnych gatunków; na polach Bustenari warstwy te otrzymują swoją ropę, według nowej opinji Mrazeca, z warstw tak solnych, jak i oligoceńskich, a w Campina tylko z warstw solnych. W obydwóch wypadkach, według Mrazeca, ropne złoża są wtórne i mają różną ropę od różnych źródeł. Wiele szybów w Bustenari i Campina pompują bez przerwy od lat dziesięciu.

Przed samą wojną zaczęto wiercić na południe od Bustenari na polach Chiciura-Gropi

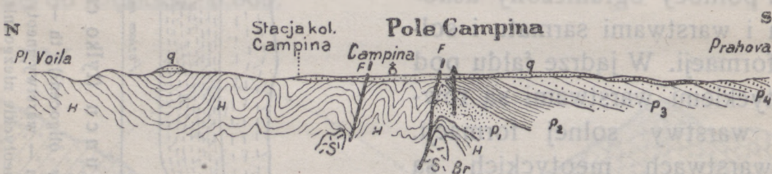


Rys. 58. Przekrój przez pola Bustenari, Chiciura i Runcu (tylko częściowo według Mrazeca).

Nasunięcie góry Macesu: mo — margle i gliny foraminiferowe z odciskami ryb (górny oligocen?); th — piętra śródziemnomorskie (tortonien i helvétien); td — dacitowe tufy; sm — piętro sarmackie; o — oligocen w strefie skałek; s — formacja solna; m — warstwy meotyckie wciśnięte w solną formację wzdłuż linji nasunięcia. Część przekroju od Bustenari do Runcu: p — piętro pontyjskie; m — warstwy meotyckie niezgodnie na formacji solnej; s — formacja solna i warstwy śródziemnomorskie (helvétien); o — oligocen strefy skałek. Strefa skałek jest krańcem płaszczowiny brzeżnej, na której leży płaszczowina góry Macesu; pliocen (m, p) stanowi powłokę częściowo na obydwóch płaszczowinach. Ropne poziomy w Bustenari w oligocenie i meotyckich warstwach, w Chiciura i Runcu — w meotyckich, na ich wyraźnem monoklinalnem zgięciu. Skala około 1 : 35,000.

i Runcu-Scorteni; otrzymane były bardzo pomyślne wyniki i w r. 1920 te nowe pola dały 80.413 ton, a w roku 1921—70.970 ton przy 35 produkujących szybach. Ropne poziomy są w warstwach meotyckich, które mają tu monoklinalny upad ku SE i stanowią bezpośrednie przedłużenie w kierunku upadu warstw meotyckich Bustenari. Pole naftowe jest położonem wzdłuż miejscowej zmiany upadu w rodzaju fleksury. Żadnego związku tych warstw z formacją solną, czy oligocenem, czy z ważną linją dyslokacyjną nie można stwierdzić i ten wypadek jest najwięcej wymownym przeciwko teorji wtórnych złóż według Mrazeca (rys. 58).

Najwięcej wydajnym terenem są dziś pola Moreni, na których produkcja zaczęła gwałtownie wzrastać od r. 1913 i osięgła w r. 1920 477.454 tony, a w r. 1921—516.454 tony na 76 produkujących szybów. Przeciętna roczna wydajność na szyb wypada 6800 ton, czyli na

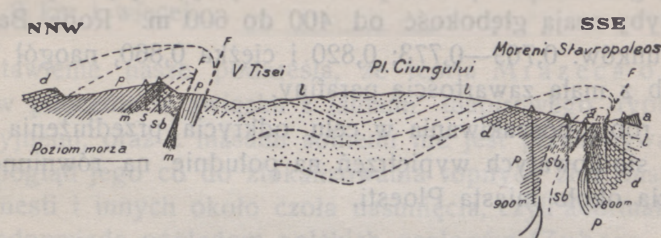


Rys. 59. Przekrój przez pola ropne Campina (według Voitesti).

S — masa solna, przepuszczalna na podstawie stwierdzonej brekczji tektonicznej Br; H — warstwy śródziemnomorskie (helvétien) bardzo pofałdowane; p — piętro meotyckie, piaskowce i margle z Dosinia exoleta, Cerithium Istrizense, Unio subrecurvus, U. subatavus; główne ropne poziomy w Campina, Bustenari, Bordeni; wyżej margle szare i czerwone z Congeria novorosica, Hydrobia, Neritina; p_2 — piętro pontyjskie, gliny i sine margle z wkładami piasków z Congeria rhomboidea i Valenciennesia annulata; p_3 — piętro dacyjskie, piaski i margle z lignitem z Unio, Prosodacna rumana, Pr. Sturii, Stylodacna Heberti, Vivipara bifarcinata; p_4 — piętro lewantyńskie, piaski i żwiry z fauną słodkowodną Unio sculptus, Vivipara turgida; q — tarasy czwartorzędowe, F, F — uskoki.

dobę 23 tony (około 160 baryłek, więc dwa razy więcej jak w Borysławiu). Poszczególne samopłynne szyby dawały w r. 1922 po 12—20 wagonów dziennie. Olbrzymia masa soli, wydłużona w kierunku EW, przecina do powierzchni ziemi powłokę z warstw pliocenu od lewantyńskich do meotyckich, dając bardzo wyraźny przykład budowy fałdu diapirowego, którego skrzydło południowe zostało przewalone i zgniecione przez jądro fałdu (rys. 60 i 61). Według geologów rumuńskich ropa została wyciśnięta przez szczeliny, które ograniczają masę solną z obu stron, infiltrowała w piaski słabo cementowane lub nawet zupełnie luźne meotu i piętra dacyjskiego na skrzydle południowem, a na skrzydle północnem tylko piaski meotyckie, ponieważ piaski dacyjskie znalazły się oddzielonemi od drogi migracji przez gliny pontyjskie nieprzepuszczalne i otaczające tu masę solną. W piętrze dacyjskiem skrzydła południowego, na którem piaski zostały jeszcze przez osunięcie warstw rozluzowanemi, stwierdzone zostało pięć pokładów ropnych; nasyce-

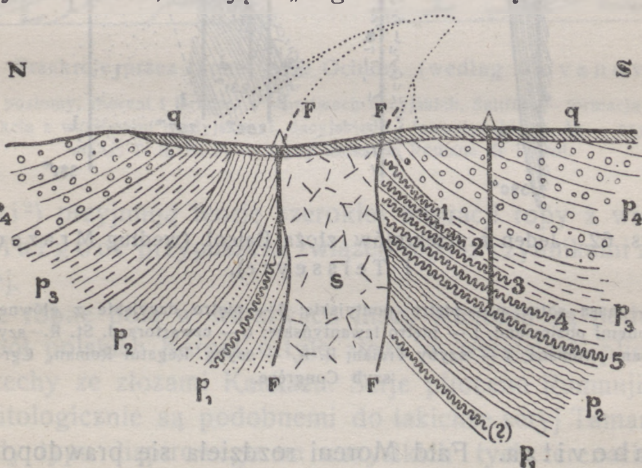
nie ich wzrasta w miarę głębokości nietylko w stosunku do ilości ropy na jednostkę objętości piasku, lecz również i w stosunku rozszerzenia samego złoża coraz to dalej od masy solnej ku południowi; tak pokład dolny, najwięcej bogaty, eksploatują na przestrzeni do 1200 m od soli, a pokład górny zaledwo na przestrzeni 300 m. Wo-



Rys. 60. Przekrój od Colibasi do Moreni (według M r a z e c a).

sb — formacja solna; s — sarmat; m — piętro meotyckie; p — pontyjskie; d — dacyjskie; l — lewantyńskie; a — czwartorząd z E l e p h a s p r i m i g e n i u s. F — linji uskoków i anormalnych kontaktów.

dne stosunki w Moreni nie są mi dobrze znane, lecz zdaje się, że granicę strefy produktywnej na każdym ropnym poziomie stanowią wody, oczywista rzecz, że typu „edge water". Głębokość szybów jest



Rys. 61. Antyklina Moreni (według V o i t e s t i).

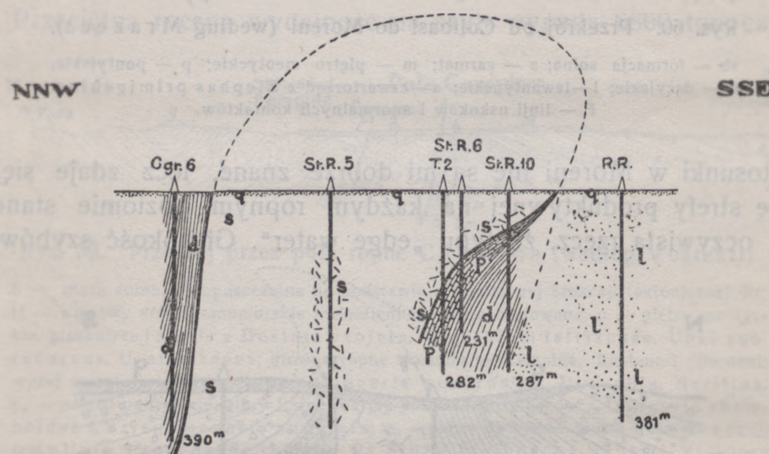
S — masa solna, ograniczona uskokami F-F; p_1 — piętro meotyckie eksploatowane tylko na północnem skrzydle; p_2 — pont; p_3 — piętro dacyjskie z pięciu (1—5) ropnemi poziomami tylko na południowem skrzydle; p_4 — piętro lewantyńskie; q — czwartorząd.

700 do 800 m; niektóre są do 900 m. Nie jest wykluczonem, że warstwy meotu są ropnemi i na południowej stronie siodła, lecz głębokość szybów będzie ponad 1000 m i więcej.

Ropa Moreni jest o c. gat. 0,873 i daje benzyny do 20%; zawartość parafiny 0,3%, więc praktycznie ropa jest bezparafinową.

Przedłużenie siodłowatego wypiętrzenia Moreni ku wschodowi stanowią pola Baicoi-Tintea, na których produkcja wynosi około 90.000 ton (r. 1921). Budowa złoża jest powtórzeniem budowy Moreni (rys. 62); jądro fałdu jest więcej przewalonem ku SSE, tak, że część szybów przewierca sól i pod nią dochodzi do warstw ropnych w serji dacyjskiej, gdzie ropne poziomy stale znajdują się pod pokładami lignitu. Szyby mają głębokość od 400 do 600 m. Ropa Baicoi jest trzech gatunków: 0,769—0,773; 0,820 i ciężka 0,860, naogół bezparafinowe, lub z małą zawartością parafiny.

Dziś robią poszukiwania w celu odkrycia przedłużenia tej linji naftowej i siodłowatych wypiętrzeń na południe na równinnej części Podkarpacia około miasta Ploesti.



Rys. 62. Jeden z przekrojów złoża Baicoi (według Mrazeca i Teisseyre).

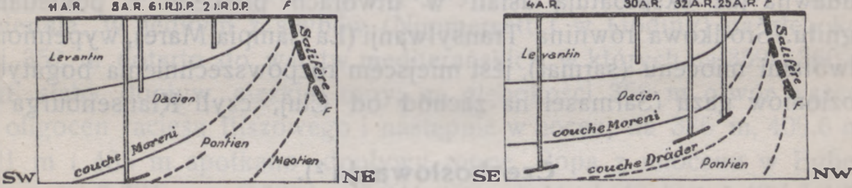
s — masa solna; p — piętro pontyjskie; d — piętro dacyjskie z głównemi ropnemi poziomami; l — piętro lewantyńskie; q — czwartorząd. St. R.— szyby Steana Romana; T — szyby Traian; R. R. — szyby Regatul Roman. Cgr — szyb Congrève.

Dambovitza. Fałd Moreni rozdziela się prawdopodobnie ku zachodowi na dwa nowe, oba produktywne, które znajdują się na terenach sąsiedniego okręgu, Dambovitza. Nowe pola Ochiuri i Gura Oknitzei (rys. 63) są takiem przedłużeniem; pola te dają dziś już do 164.000 ton rocznie (r. 1921), a nowe wiercenia mają zadanie znacznie je rozszerzyć. Roczna produkcja szybów w Ochiuri osiąga 10.231 ton, więc jest wyższą niż w Moreni. Na północ od tych wiele obiecujących pól są oddawna znane pola Colibasi-Glodeni (p. rys. 60), które można uważać za przedłużenie linji Campina, przemysłowe znaczenie których nie jest jeszcze ostatecznie ustalone. W Ochiuri głębokość szybów jest jeszcze około 400—460 m. W Gura Oknitzei pierwsze ropy były

ciężkie, do 0,900; dziś tu i w Ochiuri otrzymują ropę więcej lekką, lecz wyżej 0,860, z zawartością benzyny do 15—20% i. bezparafinową [1]).

Tereny okręgu Dambovitza stanowią dziś główny i bardzo znaczny zapas terenów stwierdzonych. W Campina, Baicoi strefy naftowe są wąskiemi, do 200 m; na innych polach, jak Bustenari, Moreni, Ochiuri i w okręgu Bacău naftowe strefy mają znaczną szerokość, do 2 km i więcej.

Zestawienie nasze podkreśla, że teorja Mrazeca o wtórnych złożach w pliocenie w związku z fałdami diapirowego typu, linjami dyslokacyjnemi, oraz z masami solnemi nie jest przekonywająca. Natomiast pogląd jego co do zlokalizowania ropnych złóż Bustenari, Zemes, Stanesti i innych około czoła nasunięcia, czyli anormalnych kontaktów, odpowiada poglądom polskich geologów (Zubera, Nowaka i innych). W związku z teorją słupów solnych geologowie Voitesti



Rys. 63. Przekroje przez ropne pole Ochiuri (według Yovanovitcha).

Główne ropne poziomy, Moreni i Drăder, w warstwach dacyjskich. Salifère — formacja solna w anormalnym kontakcie z warstwami pontyjskiemi, dacyjskiemi i lewantyńskiemi. Ar — szyby Astra Romana; T. R. D. P. — szyby Industria Romana de Petrol.

i Murgoci[2]) przyjmują teorję szerokiej migracji ropy z wielkich głębokości; Murgoci przypuszcza związek ropy z czynnikami natury nieorganicznej.

O ile ropne pola w warstwach fliszu Rumunji są podobnemi do ropnych pól polskich Karpat, o tyle złoża w warstwach pliocenu mają wspólne cechy ze złożami Kaukazu. Serje pliocenu Rumunji stratygraficznie i litologicznie są podobnemi do takichże seryj Tamani i Apszeronu. Fałdy typu diapirowego na wszystkich tych terenach są wyrazem słabej rozpoczynającej się fazy orogenicznej; w Rumunji zjawisko to zostało skomplikowane i zaostrzone przez wypiętrzenie mas solnych. Voitesti i Murgoci przychodzą do wniosku, że stosunek pomiędzy solą i ropą nie jest genetycznym, a więc tektonicznym; lecz w Ru-

---

[1]) Yovanovitch, Observations complémentaires sur le gisement pétrolifère d'Ochiuri. An. d. Mines de Roumanie, 1922, № 4.

[2]) Voitesti, Sur l'origine du sel et les rapports tectoniques des massifs de sel avec les gisements de pétrole en Roumanie. Bull. Soc. Géol. de France. 4 s., t. 21, 1921. — Murgoci, Nouvelles données relatives aux gisements de pétrole. Ann. d. Mines de Roumanie, 1921, № 8—9.

munji, poza Moreni, Baicoi, Ochiuri i innemi istnieje jeszcze więcej złóż ropnych: jak Chiciura-Runcu, Arbanasi, Berca, wszystkie wschodnie złoża w Bacâu, które nie mają żadnego bezpośredniego związku z masami soli; również są złoża solne, jak Slanic i inne, które nie mają około siebie żadnych złóż ropy. Jeżeli więc odrzucić miejscowy związek złóż ropnych z solnemi masami, to pozostanie wielkie podobieństwo rumuńskich złóż w pliocenie ze złożami Kaukazu.

Produkcja Rumunji osiągnęła maksimum w r. 1913—1.885.225 ton; w r. 1921 produkcja była 1.163.780, w r. 1922 — 1.160.977 ton i zdaje się wzrastać. Ropnych terenów stwierdzonych jest więcej, niżeli w polskich Karpatach, również jak i terenów zasługujących na odwiercenie, czyli prawdopodobnie i możliwie ropnych.

Ze złóż asfaltu najwięcej znane są złoża w Transylwanji w prowincji Bihar, gdzie około Derna, Tataros, Bodonos i innych okolic oddawna już eksploatują asfalt w utworach pliocenu z pokładami lignitu. Środkowa równina Transylwanji (La Campia Mare), wypełniona utworami miocenu (sarmat), jest miejscem rozpowszechnienia bogatych poziomów gazu (Sarmasel na zachód od Cluj, czyli Klausenburga [1]).

Czechosłowacja [2]).

W granice państwa weszły liczne przejawy ropy i bitumów na południowej stronie Karpat w Słowacji [3]) (Felsö Komarnik, Mikowa, Izbugya, Luh, Polena, Papradno, Turzowka nad Kisucą) i ropny obszar na granicy Morawji i Słowacji, obejmujący wycieki ropne około Bohusławic i w dolinie Morawy złoża około Göding (Hodonin) i Egbell (Gbely). Złoża południowo-karpackie i około Turzowka leżą w obrębie rozwoju fliszu; kilka wierceń wykonanych w Turzowku pokazało, że słaby dopływ ropy dają piaskowce pośród pstrych iłów eocenu; największą wydajność otrzymano w Turzowku z głębokości 210 m w ilo-

---

[1]) Posewitz, Petr. u. Asphalt in. Ungarn. Mitteil. a. d. Jahrb. d. Kgl. Ung. Geol. R.—A., 1907.

[2]) Jahn, Das Erdöl in der Tschechoslowakei. Petr. Zeitschr., 4, 24, 1922. — Jahn u. Schnabel, Ueber das naphtaführende Terrain von Turzowka in den Weissen Karpathen. Petr. Zeitsch., 12, 1922. — Schultz, Analysen der tschechoslowakischen Erdöle. Petr. Zeitsch., 9, 1922. — Kettner, La géol. du gisement de naphte prés de Turzowka en Slovaquie. Hornicky Vestnik, 1921. — Kettner, Geol. of the petrol. deposits of Bohuslavice nad Vlarou, 1921. — Trnobransky, Stosunki geologiczne kopalni ropy w Gbelach. Przegląd Naftowy, № 11—12. 1921.— Friedl, Die Erdöllagerstätten der tschechoslovakischen Republik. Petr. Zeitsch., 12, 1923.

[3]) Posewitz, Petroleum u. Asphalt in Ungarn, l. c.—Boeck, Der Stand d. Petroleumschürf. in d. Länd. d. Ungar. Krone. Mitt. a. d. Jahrb. d. Kgl. Ung. Geol. R.-A., 1909.

ści do 300 kg dziennie. Więcej na wschód od Turzowka ropy znajdują się w obrębie faciesu magórskiego, według Zubera. Ropa jest parafinowa (7,9%), c. g. — 0,839. Ropa Mikowa o c. gat. 0,794 zawiera parafiny 3,6%.

Idąc na południowy zachód wzdłuż biegu Karpat, przechodzimy przez Małe Karpaty w obszar Bohusławice, Göding i Egbell. W Bohusławicach ropne poziomy znajdują się w faciesie fliszowym w eocenie, jak i w Turzowka; ropa lekka, c. g. — 0,781, parafiny — 2,3%.

W Göding i Egbell, które geograficznie leżą w jednym obszarze z Bohusławicami na północno-zachodnim stoku Małych Karpat, facies fliszowy paleogenu o typie krośnieńsko-szypockim jest pokryty utworami mioceńskiemi zagłębia Wiedeńskiego. Kilka świdrowych otworów w obrębie wyziewów gazu, znanych tu oddawna, stwierdziły ropne poziomy w warstwach pontu i sarmatu; na kopułowatych wypiętrzeniach Egbell i Göding otrzymano z sarmackich piasków na dwóch poziomach (dolny na 166 m) dopływy ropy w ilości do pół wagonu dziennie. W jednym z szybów (Nimmersatt I w Göding) na głębokości 352 m dotarto do warstw mediterańskich, w których na 359—360 m był słaby dopływ ciężkiej ropy; na głębokości 366 m otwór wszedł w oligocen faciesu fliszowego i następnie w eocen; na 386 m, 409,6 m, 421 m i 435 m spotkano dopływy ropne. Ropa z miocenu w Egbell ma c. g. 0,934, a w Göding—0,941; zawartość siarki jest 1,43 i 1,42%; ropa bezparafinowa. Ropa z warstw oligocenu ma c. g. 0,936, a z eocenu — 0,924. Według zdania chemików, ropy różnych poziomów stratygraficznych w Göding są jednego gatunku z asfaltowemi ropami[1]).

Parafinowe ropy z eocenu w Bohusławicach i Turzowku znacznie różnią się od ropy z Göding. Ropa Göding i Egbell, jak pokazuje zawartość siarki, może być ropą zmienioną chemicznie, jak to widzieliśmy w Kalifornji. Pola Göding i Egbell mają przemysłową wartość, co zaś do innych złóż, to każde zdanie o nich byłoby przedwczesnem. Na podstawie jednych i tych samych faktów jedni geologowie dowodzą, że ropy z warstw fliszowych są tu na wtórnych złożyskach, a ropa w miocenie—na pierwotnem (Friedl); drudzy uważają złoża fliszowe za pierwotne a mioceńskie za ich derywaty (Jahn). Można byłoby dodać, że tak jedne, jak i drugie złoża są podporządkowane poszczególnym serjom ropnym, a przemysłowe znaczenie każdego z nich najmniej zależy od pierwotnej czy wtórnej genezy złoża; badania ropnych złóż tu, jak i gdzie indziej, muszą opierać się nie na hipotezach o wtórnem czy pierwotnem tworzeniu się złóż, a tylko na zasadzie, aby otwór świdrowy przerznął wszystkie możebne w danej miejscowości ropne serje w warunkach najwięcej pomyślnych technicznie. Tylko na tej zasadzie zupełnie racjonalnem było pogłębienie

[1]) Jahn, Petr. Zeitsch., 12, 1923.

szybu w Göding do warstw fliszowych, jak również jest pożądanem i przedłużenie geologicznych badań fliszowych utworów Morawji i Słowacji.

W Słowacji w Strecno około Sillein, na południe od regjonu Turzowka są ciekawe złoża asfaltu w triasowych dolomitach brekczjowych; złoże prawdopodobnie jest pochodzenia wtórnego, a źródło bitumu pozostaje nieznanem [1]).

Jugosławja [2]).

W Chorwacji i Sławonji na południowym krańcu wielkiej Węgierskiej równiny w utworach miocenu i pliocenu (pont i lewantyńskie warstwy) są liczne przejawy bitumów: 1) w regjonie rzeki Drawy w Szelnica, Paklenica, Ludbregu, Pitomaca i innych; 2) w regjonie rzeki Sawy, w Presec, Mikleuska, Bujavica i innych (pomiędzy Zagrzebem i Brodem); w pierwszym regjonie ropa przeważnie typu parafinowego, lekka, a w drugim regjonie—ropa asfaltowa więcej ciężka. Obecnie prowadzą tu poszukiwania.

W Bośni, Hercegowinie i Dalmacji (pomiędzy Raguzą i Zara) są znane złoża wapieni asfaltowych w eocenie i kredzie, a w Albanji w trzeciorzędowych utworach (równina Korca na południu od jeziora Ohrida) są rozpowszechnione wycieki ropne, złoża asfaltu i gazy [3]).

W Albanji około Selenitza oddawna eksploatują złoże asfaltu w piaskach i konglomeratach plioceńskich, w postaci równoległych do warstwowania wtrąceń i soczewek czystego czarnego o muszlowym przełomie asfaltu. Według Coquand'a i Zubera asfalt jest utworem syngenetycznym, równoczesnym z zawierającemi go osadami.

W Serbji, około 70 km na południowy zachód od Belgradu, są rozwinięte łupki bitumiczne w dolnym miocenie; takież łupki eksploatują na destylację około Alexinatzu we wschodniej Serbji.

Przejawy bitumów na południe od Węgierskiej równiny (depresja czyli zapadlisko Panońskie) zamykają pierścień ropnych złóż prowincji Karpat, a przejawy bitumów Dalmacji i Albanji są złączone prędzej z prowincją łupków bitumicznych w triasie Krainy i Tyrolu (str. 98).

Na terytorjum Bulgarji bliżej granicy serbskiej na zachód i południowy zachód od Sofji są łupki bitumiczne w dwóch regjonach, około Breznika i około Górna Dżumaia; łupki o zawartości bitumu

---

[1]) Jahn u. Schnabel, Ueber das Asphalt-Vorkommen bei Strecno an der Waag. Petrol. Zeitschr., 8, 1923.

[2]) Zuber, Flisz i nafta, 1918, str. 201. Niezłe streszczenie materjału faktycznego o ropie w Jugosławji jest podane w Le Courrier des pétroles, 1920, № 16.

[3]) Ernst Nowack, Das Albanische Erdölgebiet. Petrol. Zeitschr. 9, 1923.

13%—22% należą do warstw jurajskich; dalej na wschód w samym środku pasma Bałkanów łupki bitumiczne są znane około Kazanłyka na linji kolei żelaznej Ruszczuk—Stara Zagora. Łupki Breznika dają około 146 litrów surowego oleju na tonę. Podczas wojny na te złoże była zwrócona uwaga tak anglików, jak i niemców.

Grecja[1])
(prowincja Dynarsko-Taurska).

Przejawy ropne i bitumów w zachodniej Grecji są przedłożeniem bitumicznej strefy Albanji, a w Grecji wschodniej—możebnie, że strefy Małej Azji (patrz dalej Turcja, rozdział VIII).

W zachodniej Grecji rozróżniają: a) strefę Adrjatycko-Jońską z przejawami bitumów — 1) około Marathoupolis na zachodniem wybrzeżu Peloponezu w nummulitowych wapieniach, przetworzonych w asfaltowe; 2) na wyspie Zante i przeciwległym lądowym brzegu około Lintji; najwięcej słynne wycieki ciężkiej ropy (0,952) i złoża asfaltu (około Chieri czyli Keri na Zante) są podporządkowane warstwom miocenu z lignitem; 3) na wyspach Paxi i Antipaxi (na północ od Zante) w wapieniach eoceńskich; 4) w Epirze (na NE od wysp Paxi i Antipaxi) w dolinie rz. Molitsa najwięcej liczne przejawy bitumiczne (około wsi Dragopsa i Janina) w mioceńskich (helvétien) piaskowcach.

b) Strefę Peloponezu (czyli Olonos-Pinde) z łupkami bitumicznemi wieku triasowego (około Divri, Souli, Proussos i innych) i jurajskiego pośród rogowcowych łupków. Około Phanari łupki bitumiczne przewarstwawiają piaskowce i konglomeraty wieku śródziemnomorskiego (burdigalien).

c) Strefę Etolji z wyciekami ropnemi w fliszu paleogenu, często w faciesie solonośnym (Vordo).

W Grecji wschodniej, na NW od Aten, wycieki ropne występują z warstw fliszu górno-kredowego (około Dremissa i Galaxidion, blisko Delphi). Wszystkie te strefy są złączone z górskiem pasmem Dynarsko-Taurskiem, a wschodnia strefa ma swoje przedłużenie, z pewnem przypuszczeniem, w przejawach bitumicznych na europejskiem wybrzeżu Turcji i w Małej Azji.

Wiercenia dokonane na wyspie Zante napotkały na głębokości 460—490 stóp słabe ślady ciężkiej ropy, a na 670 stopach gaz; jednak do głębokości 1250 stóp nie spotykano dopływu ropy, któryby zasługiwał na uwagę. W r. 1921 były rozpoczęte płytkie wiercenia w Dragopsa, które dotyczas nie dały pomyślnych wyników.

---

[1]) Georgalas, Sur les hydrocarbures natifs en Grèce et sur les travaux de recherches relatifs. Ateny, 1922. — Georgalas, Sur les hydrocarbures naturels en Grèce. Resumé de communications. Congrès Géol. Intern. XIII session. Bruxelles, 1922.

ROZDZIAŁ VII.

PROWINCJE TRZECIORZĘDOWE EUROPY (ciąg dalszy).

WŁOCHY [1]).

Do trzeciorzędowych prowincyj Europy należą pola naftowe i złoża asfaltu na półwyspie Apenińskim. Pola naftowe obejmują znaczną przestrzeń na północno-wschodnim stoku pasma Apenin znaną pod nazwą Emilja w prowincjach Pawja, Placencja (Piacenza), Parma, Modena i Bolonja; złoża asfaltu obejmują na wybrzeżu morza Adrjatyckiego pola Chieti (Abruzza)[2]) i na stronie morza Tyrenckiego, pomiędzy Rzymem a Neapolem, pola Liri[3]) i na wyspie Sycylji około Raguzy.

Pola Emilja i Chieti (rys. 64) stanowią części jednej strefy wzdłuż Apenin, zbudowanych tu z pofałdowanych warstw kredy, eocenu, oligocenu i miocenu, które zanurzają się pod dolinę rzeki Po i ku stronie Adrjatyku; w niektórych miejscach na tych utworach leżą warstwy pliocenu. Strefa z wyciekami ropy, gazu i licznemi błotnemi wulkanami ściśle jest związaną z utworami trzeciorzędowemi. Jak kreda, tak zwłaszcza eocen i oligocen, mają charakter faciesu fliszowego z marglami fukoidowemi; w górnej kredzie takiemi marglami są tak zwane „scaglia“, a w eocenie i oligocenie krzemieniste piaskowce hieroglifowe — „macigno“, pstre łupki, margle fukoidowe czerwone i zielone, margle „argille scagliose“; z temi marglami są przeważnie związane wystąpienia nafty, gazów i źródeł solnych (salzy). Fliszowy facies

---

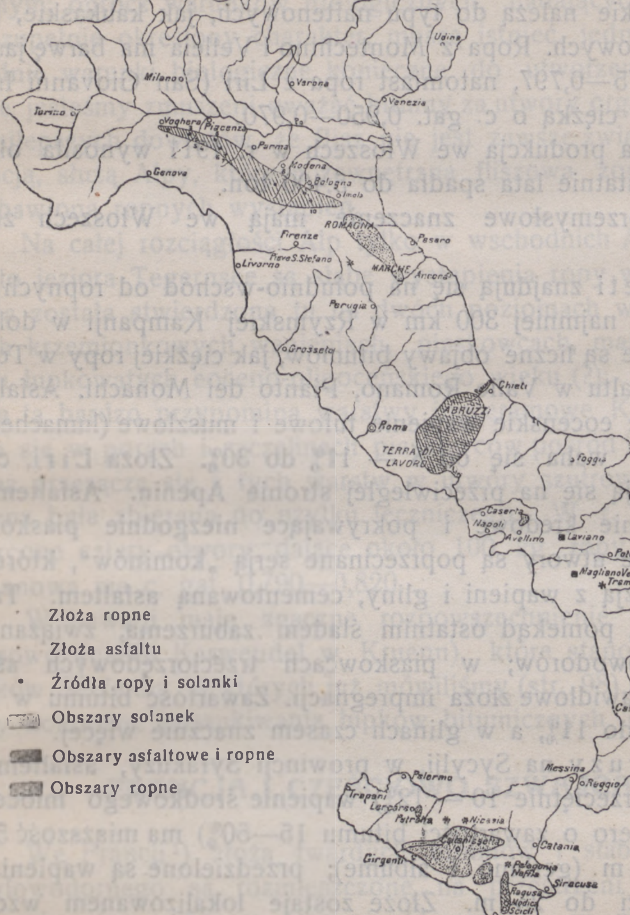
[1]) Camerana et Galdi, I giacimenti petroliferi dell'Emilia. Carta geol. d'Ital., t. 14, 1911.—Camerana, L'Industrie des hydrocarbures en Italie. Congr. internat du pétrole. 3 sess. Bucarest, 1910 (mapy, statystyka).

[2]) Thiel, Das Asphaltkalkgebiet des Pescaratales am Nordabhange Majella (Abruzzen). Z. f. pr. Geol., vol. 20, 1912.

[3]) Capacci, Etude sur ler gisements de pétrole, bitume et asphalte du bassin du Liri dans l'Italie méridionale (Frosinone - Caserte). 3 Congr. intern. du pétrole, Bucarest, 1910.

powtarza się i w pliocenie. W eocenie często zjawiają się pasy serpentynowych skał.

Świdrowe otwory na polach V e l l e i a i M o n t e c h i n o (w Piacenza), S a l s o M a g g i o r e w Parma, polach N e v i a n o d e R o s s i (około rzeki Taro) są założone na marglach pliocenu, a świdrowe otwory na polach więcej zachodnich bliżej szczytu Apenin, jak w Corniglio, Barigazzo, Porretta są postawione na eocenie i oligocenie.



Rys. 64. Obszary ropne i asfaltowe W ł o c h (według C a m e r a n a).
Skala około 1 : 8.000.000.

Świdrowych otworów założono do r. 1907 w Velleia co najmniej 170, głębokości do 300 m, a w kilku wypadkach do 1000 m; ropne poziomy spotkano w eocenie. Produkcja roczna wahała się około 1000 ton.

W Montechino z 28 otworów w r. 1917, kilka głębszych do 450 m dawało dziennie 1500—3000 litrów ropy z eocenu. Więcej stała produkcja oddawna tu była otrzymywana z szybów kopanych.

Dalej ku południowemu wschodowi w prowincji Parma wiercenia do 700 m około Salso Maggiore i Salso Minore dały tylko wody słone i gaz.

W Ozzano i Miano, Tornovo di Taro i Neviano de Rossi liczne wiercenia dały tylko ślady ropy z błękitnych glin pliocenu.

Liczne objawy ropne na znacznej przestrzeni nie dały pomyślnych praktycznych wyników; należy jednak z pewnem zastrzeżeniem oszacowywać tereny włoskie wobec bardzo złożonej budowy całej strefy.

Ropy włoskie należą do typu naftenowych, jak kaukaskie, lecz lekkich i benzynowych. Ropa z Montechino i Velleia ma barwę jasnożółtą i c. g. 0,775—0,797, natomiast ropa z Liri (San Giovanni Incarico) jest czarną, ciężką o c. gat. 0,950—0,970.

Maksymalna produkcja we Włoszech w r. 1911 wynosiła około 10.000 ton; w ostatnie lata spadła do 5.400 ton.

Większe przemysłowe znaczenie mają we Włoszech złoża asfaltu.

Złoża Chieti znajdują się na południo-wschód od ropnych pól w odległości co najmniej 300 km w Rzymskiej Kampanji w dolinie rz. Pescara, gdzie są liczne objawy bitumów, jak ciężkiej ropy w Tocco Causaria, żył asfaltu w Valle Romano, Pianto dei Monachi. Asfaltem są impregnowane eoceńskie wapienie tufowe i muszlowe (lumachelle); zawartość bitumu waha się od 8 — 11% do 30%. Złoża Liri, czyli Amaseno, znajdują się na przeciwległej stronie Apenin. Asfaltem są nasycone wapienie kredowe i pokrywające niezgodnie piaskowce trzeciorzędowe; te utwory są poprzecinane serją „kominów“, które są zapełnione brekczją z wapieni i gliny, cementowaną asfaltem. Takie wąskie kanały są poniekąd ostatnim śladem zaburzenia, związanego z erupcją węglowodorów; w piaskowcach trzeciorzędowych asfalt tworzy więcej prawidłowe złoża impregnacji. Zawartość bitumu w wapieniach wynosi do 11%, a w glinach czasem znacznie więcej.

Około Raguzy na Sycylji, w prowincji Syrakuzy, asfaltem są impregnowane (przeciętnie 10 — 12%) wapienie środkowego miocenu. Dolny poziom (nero o zawartości bitumu 15—50%) ma miąższość 5 m, a górny do 20 m (gerbino i albume); przedzielone są wapieniami płonnemi grubości do 25 m. Złoże zostaje lokalizowanem wzdłuż znacznego uskoku. Asfalt daje do 11% lekkich produktów destylacji, a w porach dolnego poziomu złoża (pietra grassa) znajduje się nawpół płynny asfalt. Zapasy tego złoża obliczają na 12½ milj. ton asfaltu; roczna produkcja wynosi zgórą 100.000 ton wyłącznie na eksport. Około Girgenti błotnym wulkanom towarzyszą wycieki ropne; w kopalniach siarki są znane wystąpienia węglowodorów, lecz wiercenia dokonane na ropę dodatnich wyników na wyspie nie dały.

Pewien związek znachodzenia się bitumów we Włoszech z serpentynami i z wystąpieniami węglowodorów w wulkanicznych fuma-

rolach, również wystąpienie węglowodorów w złożach rtęci w Toskanie, często przytaczają jako dowód nieorganicznego pochodzenia ropy, lecz w rzeczywistości ropa i asfalt są tu podporządkowane utworom osadowym trzeciorzędowym i rzadziej kredowym.

Bawarja.

Niekażdy utwór brzeżny lub facies fliszowy jest koniecznie ropnym; oprócz warunków litologicznych, nadających tym utworom ich zupełnie określony charakter, muszą istnieć jednocześnie i odpowiednie warunki biologiczne konieczne do utworzenia się bitumów, o ile jesteśmy zmuszeni uważać bitumy za utwory organiczne. Za jeden z najlepszych dowodów, że flisz nie jest zawsze związanym z bitumizacją, służą Alpy, których zewnętrzna fliszowa zona jest zupełnie pozbawioną ropnych wystąpień.

Na całej rozciągłości Alp tylko w wschodnich Alpach w Bawarji około jeziora Tegernsee są słabe wystąpienia ropy w strefie fliszowej. Ropa została stwierdzoną tu na dwóch poziomach w stromo nachylonych krzemionkowych wapieniach, piaskowcach, marglach i pstrych iłach łupkowatych eoceno-oligoceńskiego wieku (?); według Zubera serja ta bardzo przypomina warstwy inoceramowe Karpat. Ropa znajduje się w porach i szczelinach piaskowców pośród iłów łupkowatych. Ropa przesącza się z tych warstw w utwory szutrowe, w których oddawna była zbierana do użytku leczniczego. W r. 1906 były przewiercone cztery otwory, dające około 100 kg ropy dziennie. Ropa metanowa ma c. gat. 0,790—0,820.

W Bawarji mają znaczne rozpowszechnienie łupki bitumiczne triasowe (około Karwendel w Kruenn), które stanowią przedłużenie łupków Seefeldu, o których już mówiliśmy (str. 98). Ostatniemi czasy były dokonane poszukiwania łupków bitumicznych około Bayreuthu.

FRANCJA I CZĘŚCIOWO SZWAJCARJA.

We Francji [1]) złoża twardych bitumów i słabe wyziewy gazu węglowodornego są rozmieszczone na przestrzeni kilku odrębnych obszarów (rys. 65): w Owernji (Auvergne), w pasmie Jurajskiem również na terytorjum Szwajcarji [2]), w południowej Francji w departamentach Gard i Hérault i w departamentach Landes i Basses Pyrenées.

---

[1]) De Launay, Gîtes minéraux et metallifères, I, str. 518—525, 609—614.— Chautard, Les gisements de pétrole, 1922, str. 123—138, 254—260.

[2]) Schmidt, Texte explicatif de la carte des gisements des matières premières minérales de la Suisse, 1920, 116—141.—Arn. Heim u. Hartmann, Untersuchungen über die petrolführende Molasse der Schweiz. Geotekt. Kommission d. Schw. Naturforsch. Gesellsch. VII, 1919.

Owernja[1]). Złoża bitumów i liczne przejawy bituminizacji znajdują się w zapadlisku znanem pod nazwą Limagne; to zapadlisko o szerokości do 45 km pomiędzy górami Forez na wschodzie i Puys i Mont Dore na zachodzie jest wypełnione osadami trzeciorzędowemi. Przekrój pionowy z dołu do góry tworzą: eocen (sannoisien) z utwo-



Rys. 65. Obszary przejawów bitumicznych Francji.

rów klastycznych jak arkozy i gliny piasczyste, a w górnej partji wapienie i gliny morskie i słonowatowodne; oligocen (stampien czyli tongrien) z arkozów, wapieni i margli słonowatowodnych, lagunowych

[1]) Giraud, Études géolog. sur la Limagne. Bull. de la Cart. géol. de France, 87, 1903.—Glangeaud, Les régions volcaniques du Puy-de-Dôme, Bull. 123, 135, 1913.

i jeziornych; górną część tej formacji składają margle i wapienie z *Helix Ramondi*, *Lymnea* i kośćmi kręgowców; są to utwory, które można zaliczyć już do dolnego miocenu. Ogólna miąższość trzeciorzędu wynosi do 1.500 m, z których tylko na środkowy oligocen wypada do 1000 m. Od czasu oligocenu zapadlisko było miejscem tworzenia się licznych szczelin, z któremi są złączone wycieki i stożki skał wulkanicznych, a produkty wulkaniczne, jak popiół i żużle (peperit) zostały dołączone do utworów osadowych. Liczne przejawy bituminizacji są znane w postaci wapieni i margli asfaltowych (Pont du Château i Colombiers les Rois), piasków asfaltowych (Escourchade, Puy de Gandaillat), wycieków gęstej ropy czyli smoły w wapieniach (Cournon), peperitach (Puy de la Poix, Puy de Crouelle i inne) i nawet w bazaltach (Cébazat i Pompignat). Wszystkie te miejscowości są położone blisko Clermont-Ferrand, w którym są słynne wody mineralne bitumiczne (Sources du Tambour). Wzdłuż obydwóch krańcowych kierunków uskokowych, ograniczających zapadlisko, na zachodzie około Royat i Chatelguyon i na wschodzie od Vichy do Thiers, znajdują się słynne termo-mineralne źródła sodowo-węglane (szczawy).

Ślady wygasającego wulkanizmu na tyle są cechującemi dla obszaru Limagne, że zupełnie naturalnie geologowie do ostatniego czasu byli skłonni do tłumaczenia przejawów bitumów przez głębokie emanacje od bazaltów, lub przez destylację materjału organicznego w utworach głębokiej geosynkliny Limagne. Jednak nie uszło ich uwagi, że utwory oligoceńskie mają tu wielkie podobieństwo do utworów w Pechelbronn.

Dla zrozumienia przejawów asfaltu i smoły jest ciekawe, że w jeziornych utworach wieku aquitańskiego, więc w stropowej partji całego przekroju (około Menat na zachód od Gannat), są liściaste łupki bitumiczne, zawierające do 5% olejów i do 11,30% gazowych składników. Jest to typowy utwór syngenetyczny (na miejscu, pierwotny), w którym składniki bitumiczne zostały skupione jednocześnie z osadem całej serji. Nie jest więc wykluczone, że w warstwach oligocenu głębszego nie powtarzają się odpowiednie syngenetyczne bitumiczne utwory. Natomiast charakter egigenetyczny miejscowych asfaltowych wapieni jest wyjątkowo wyraźny.

Wapień asfaltowy z *Helix Ramondi*, który jest przedmiotem odbudowy w Pont du Château i Colombiers les Rois, ma częściowo ciekawą konkrecyjną budowę (à choux fleur), powstałą na drodze metasomatyzmu wapieni przez działalność wody bogatej w dwutlenek węgla (CO_2); bituminizacja wapieni nastąpiła później i asfalt jest skupiony w partjach wapienia między konkrecjami. W kopalni Pont du Château twarde zbite partje tego wapienia (têtes de chat) zaznaczają jeszcze inną fazę mineralizacji, właśnie okrzemnienie, również poprzedzającą fazę bituminizacji.

Główną masą wapienia asfaltowego w Pont du Château jest wapień tak zwany „moucheté“, t. j. impregnowany asfaltowym materjałem równomiernie lub w szczelinach, czasem bardzo obficie, lecz stopień nasycenia asfaltem cienkich por wapienia jest słabszy w porównaniu z nasyceniem wapieni w Pyrimont i Val de Travers, o których będziemy mówić dalej. W kopalni Colombiers les Rois główna masa asfaltowego wapienia ma budowę konkrecyjną. W kopalni Pont du Château pierwsza faza mineralizacji, czyli wyługowanie węglanu wapna, została zakończona mniej więcej, a bituminizacja posuwa się wciąż, lecz wapień nie jest już podatnym do impregnacji. W kopalni można i dziś widzieć głębokie szczeliny częściowo otwarte, w których stale występuje nawpół płynna smoła. Na najgłębszym poziomie kopalni (około 70 m od poziomu pochylni) szczeliny są zastąpione cienkiemi rysami, z których substancja asfaltowa wyciska się z dołu (w spągu chodnika) małemi kulkami, spokojnie pękającemi; gazy zwalniające się przytem w niewielkiej ilości mają przyjemny, aromatyczny zapach. Asfalt wynosi się tu bez wody, a w innych wypadkach, jak w Puy de la Poix i Cébazat, asfalt występuje z wodą.

Pola asfaltowe kopalń Pont du Château i Colombiers les Rois są położone przypuszczalnie wzdłuż jednej i tej samej serji szczelin. W pierwszej kopalni asfaltowe wapienie są na trzech poziomach, przedzielonych nieprzepuszczalnemi dla wody marglami i peperitem.

Przejawy asfaltowej smoły około stożków bazaltu (pitons Puy de la Poix, Puy de Crouelle, Cébazat, Puy de Cornonet) przypominają w skali zmniejszonej warunki przejawu ropy i asfaltu w Meksyku.

Pierwsze dwa wiercenia rozpoczęto w r. 1896 około miasta Riom (Cellule i Macholles); one stwierdziły, że w warstwach oligocenu są słabe poziomy (630 m) bardzo gęstej ropy (malta) o znacznej zawartości siarki. Jeden z otworów był doprowadzony do głębokości 1164 m.

W r. 1919—1920 było wykonane wiercenie w Martres d' Arthières (na północny wschód od Pont du Château); na głębokości 453 m był wybuch dwutlenku węgla ze słoną wodą i rury zostały zgniecione. Na głębokości 240 i 340 m były przewiercone poziomy asfaltu nawpół płynnego, którego znaczne ilości były wyrzucone następnie podczas wybuchu. To wiercenie stwierdziło niezbicie, że asfalt kopalni Pont du Château pochodzi z większej głębokości.

W r. 1920 był założony otwór pomiędzy stożkami bazaltu Puy de Crouelle i Puy de la Poix. Na głębokości 400 — 450 m spotkano cienkie warstwy piaskowca nasycone smołą pośród margli; na głębokości 600 m otrzymano bardzo słaby dopływ gęstej asfaltowej ropy (0,970) z wodą słoną i silnemi gazami węglowodornemi z CO_2 i H_2S. Otwór świdrowy w r. 1922 nie dotarł jeszcze do dolnych poziomów oligocenu, lecz na głębokości 850 m były nawiercone piaski o zawartości 22% ciężkiej ropy, a następnie na głębokości 787 m zgniotło rury.

Z o n a a s f a l t ó w J u r y. W granicach departamentów Ain, Savoie i Haute Savoie na pograniczu pomiędzy górskiemi pasmami Jury i Alp znajduje się zona z licznemi złożami asfaltu; najwięcej znane są złoża około Pyrimont i Seyssel w dolinie Rodanu, gdzie jest prowadzona znaczna odbudowa asfaltu, następnie złoża około Musiège i Lovagny na wschód od Rodanu, Bellegarde, Chézéry-Forrens i Confort w dolinie rzeki Valserine. Zona przedłuża się w granice Szwajcarji, najprzód również w dolinie Rodanu (Dardagny, Satigny, Russin na zachód od Genewy), a następnie po pewnej przerwie spotykamy w kantonie Neuchâtel znakomite złoże Val de Travers. Wszystkie te złoża należą do zachodniej Jury i za wyjątkiem złóż w dolinie Rodanu około Genewy są podporządkowane utworom kredowym, właśnie wapieniom barremskim w faciesie urgońskim. Złoża około Genewy znajdują się w piaskach mioceńskich (aquitanien czyli molasse słodkowodny i morski), które częściowo pokrywają słabo pofałdowane utwory kredowe również około Pyrimont, Musiège i w innych miejscach.

Złoże Pyrimont [1]) zawiera kilka poziomów wapieni impregnowanych asfaltem (przeciętnie 8 — 10% bitumu), przeciętych uskokami; wapienie sprawiają wrażenie brekczji, lecz w rzeczywistości zależy to od różnego stopnia nasycenia bitumem w różnych kierunkach, wskutek tego powstają sfery nasycenia przedzielone partjami wapienia mniej więcej nie asfaltowego, co uwidocznia epigenetyczny proces bituminizacji. Wapienie asfaltowe są przewarstwowione wapieniami więcej zbitemi i twardemi.

Około Bellegarde na wodospadzie Pèrte du Rhône mocne wapienie barremskie są pokryte luźnemi wapieniami konkrecyjnemi piętra albskiego i aptskiego (z *Orbitolina*) i wapieniami piaszczystemi i piaskowcami z gruzełkami wapiennemi; gruzełki obfitują w skamieliny i często są nasycone bitumem nawpół płynnym; piaskowce i wapienie zawierają ziarna glaukonitu, gruzełki fosfatu i piryt. Parageneza bitumu, fosfatu i glaukonitu przemawia za syngenetycznem pochodzeniem tych składników jednocześne z samą sedymentacją wapieni i piaskowców. Wapienie barremskie w spągu tej serji są tylko nakrapiane asfaltem (mouchetés) i tem słabiej, im głębiej. Warunki rozmieszczenia bitumu przemawiają za infiltracją asfaltu w dolne wapienie z góry od warstw albu i aptu.

Około Musiège wapienie barremskie, zawierające poziom asfaltowy, są w niektórych miejscach pokryte jeszcze powłoką czerwonych i białych piasków gliniastych z gruzełkami wapiennemi bitumicznemi i glaukonitowemi. Te piaski można zaliczyć prędzej do trzeciorzędu (molasse rouge), niż do apto-albu.

W Confort barremskie wapienie, znacznie tu pofałdowane, są na-

---

[1]) M a l o, L'asphalte. Paris, 1888.

krapiane asfaltem w kontakcie ich z zgniecioną nieznaczną strefą piasków szarych i białych i glin pstrych trzeciorzędowych (molasse rouge marin). Z piasków tych stale wycieka do przecinającej je sztolni gęsta asfaltowa ropa (malta); takiemi ropnemi są warstwy piasku o miąższości do 2 m.

W Dardagny piaski bitumiczne były dłuższy czas przedmiotem odbudowy; przez wygotowanie tych piasków otrzymywano gudron używany w znacznej ilości na asfaltowanie ulic Genewy. W starych galerjach (Roulavaz) są rozkryte poziome warstwy piasków molassu szarego i czarnego, leżące na molassie czerwonym i niżej błękitnym, czyli na glinach z lignitem i *Helix* (molass słodkowodny). Piaski gliniaste molassu szarego są przewarstwowione cienkiemi pokładami piasku bitumicznego, które łącząc się z sobą w różny sposób dają w niektórych miejscach znaczną miąższość. Ten typ uwarstwowienia świadczy o pierwotnym osadzie materjału bitumicznego wspólnie z materjałem okruchowym (klastycznym) piasków i glin. Nieco na uboczu od starej kopalni Roulavaz w płytkich szybikach (do $1\frac{1}{2}$ m tylko) założonych na glinach molassu błękitnego (molasse bleue) ciężka ropa (malta) wysącza się z wodą przez szpary w glinahc i wzdłuż powierzchni ich uwarstwowienia. Trudno jest zdecydować, czy te warstwy molassu leżą w spągu, czy w stropie serji asfaltowych piasków Roulavaz; prędzej w spągu, więc można uważać, że na tem polu serja asfaltowych (ropnych) piasków powtarza się. Jednak otwory świdrowe, doprowadzone do 100 m w granicach tego pola, nie dały dodatnich wyników, również jak i wiercenie do 200 m, założone na warstwach molassu szarego w Challex na przeciwległej stronie Rodanu na terytorjum Francji.

Można uważać, że piaski trzeciorzędowe tego obszaru Szwajcarji i Francji zawierają asfaltowy materjał na złożysku pierwotnem, lecz pozostaje nierozstrzygniętem, czy nie został ten materjał dostarczonym w postaci już płynnej ropy przemieszanej z materjałem nieorganicznym wskutek zburzenia jakiej innej ropnej serji, naprz. apta i alba. Wykluczone jest natomiast przypuszczenie, według S c h a r d t a, że ropa w piaski trzeciorzędowe została infiltrowaną z wapieni urgońskich sąsiedniego pasma Mont Credo; na stokach tego pasma (Confort, Lelex i inne) można było stwierdzić wapienie asfaltowe kredy tylko wtórnej genezy.

Podobno, jak widzieliśmy w Owernji, i tu również w serji trzeciorzędu są rozpowszechnione wapienie jeziorne z obfitą fauną słodkowodną o silnej pierwotnej bituminizacji; takie ciemno zabarwione wapienie wieku aquitańskiego, więc synchroniczne warstwom szarego molassu doliny Rodanu Szwajcarji, są naprz., około Montagny i Ruffieux nad lewym stokiem doliny Rodanu na południe od Pyrimont.

Mojem zdaniem asfaltyzacja wapieni kredowych zony jurajskiej

jest skutkiem infiltracji materjału węglowodornego od warstw górnych, dziś tylko częściowo pozostałych po erozji całego obszaru, właśnie trzeciorzędowych zawierających syngenetyczne skupienia bitumów, a również od warstw aptu i albu (Bellegarde).

Ten ostatni wypadek możemy mieć w Val de Travers[1]), gdzie stopień asfaltyzacji wapieni apta (z *Pteroceras pelagi)* ściśle zależy od stosunku wapieni do ich stropu. Granica asfaltyzacji ze strony spągu zawsze jest jasną i równą, natomiast w stropowej partji wapieni one są impregnowane asfaltem obficie i nierównomiernie; dobry pokład (bon banc) zawiera 8—12% bitumu. Skały asfaltowe przejściowe do płonnych nazywają tu „crappe“. Na wapieniach asfaltowych są szczątki zielonych glaukonitowych piasków (alb) i warstw molassu nawet ze śladami bituminizacji. Schardt uważa za prawdopodobne, że właśnie alb mógł być źródłem pierwotnem płynnych węglowodorów.

Nie jest wykluczonem, że lekkie pofałdowanie molassu pomiędzy Jurą a Alpami może mieć za wynik warunki pomyślne do skupienia ropy w stanie płynnym.

W utworach starszych Jury pierwotna (syngenetyczna) bituminizacja cechuje warstwy kimmeridżu; wapienie tego piętra zajmują strefę od Bugey na południu przez Carbonad i Anglefort do Orbagnoux na północy (niedaleko od Pyrimont i Seyssel). Wapienie np. w Saint Champ-Chatonod około Belley są to cienko uwarstwowione liściaste wapniste utwory, w których materjał bitumiczny i materjał gliniasto-wapienny są w takimże stosunku, jak i we wszystkich łupkach bitumicznych; łupki te są przepełnione szczątkami roślinnemi i ryb i swoim zewnętrznym wyglądem są podobne do łupków menilitowych i majkopskich. Trzy cienkie pokłady takich łupków są pośród zbitych twardych wapieni kimmerydżu o ogólnej miąższości 150—200 m. Takież łupki są i dalej na północ w dolinie Valserine około Chésèry i Forrens. W St. Champ-Chatonod łupki odbudowują na fabrykację z nich oleju ichtjolowego.

Trudnem byłoby przyjmować te łupki za pierwotne źródło asfaltów zony Jury, bo pomiędzy niemi i wapieniami barremskiemi w przekroju pionowym wszędzie są jeszcze znacznej miąższości wapienie dolnego neokomu (valanginien i hauterivien), litologicznie bardzo odpowiednie do skupienia w nich ropnych produktów, lecz nigdzie nie mające żadnych śladów bituminizacji, również niema tu i anormalnych bezpośrednich kontaktów pomiędzy łupkami kimmeridżu i asfaltowemi wapieniami barremskiemi.

[1]) Schardt. Notes sur les gisements asphaltifères du Jura. Bull. Soc. Neuchâtel., XXXVII, 1911.—Breynaert, Le gisement asphaltique du Val de Travers. Ann. d. Mines, II, 1912.

G a z y z i e m n e w A l p a c h i J u r z e. Na zboczu Alp Sabaudzkich w departamencie Haute Savoie około Chatillon oddawna zwróciły na siebie uwagę wyziewy gazu węglowodornego, które wybijają się z warstw fliszu alpejskiego, zawierającego tu porwaki (lambeau) gipsu triasu. Genezę tego gazu łączą z pokładami węgla pod fli-



Rys. 66. Obszar asfaltów i lignitów w departamencie Gard, Francja (według Nicou).

Kreski ukośne—na zachodzie karbon, na wschodzie kreda i eocen; m'''_c — dolny oligocen (infratongrien); m'''_b — średni oligocen; m'''_a — górny oligocen; m'' — kreski pionowe, tongrien, czyli sannoisien, facies lagunowy oligocenu (lignity Célas i Barjac, serja asfaltowa); m' — kropki, aquitanien (dolny miocen). Czarne krążki — otwory świdrowe. Czarne linje — uskoki i anormalne kontakty. 1, 2, 3—6—koncesje górnicze. Skala około 1 : 200.000.

szem. W tejże miejscowości około Marignier w dolinie rzeki Arve gazy występują z utworów lodowcowych, na powierzchni kompleksu skał jurajskich i triasowych masywu Le Môle.

Około Grenoble gazy Fontaine Ardente również występują z warstw jurajskich niedaleko od ich granicy z gipsonośnym triasem. Wszystkie te gazy należą do metanu prawie czystego, palącego się płomieniem bezbarwnym.

W południowej Jurze około Vaux-en-Bugey (Ain) przy wierceniu na sól były spotkane silne gazy na głębokości 185 m w triasowych wapieniach z gipsem. Jednak trias miejscowy nie ma cech ropnej serji, a w jednem z głębokich wierceń dalej na zachód (około Chavagnieu w 30 km od Vaux) na głębokości 1104—1166 m w piaskowcach węglowych były napotkane ślady ropy [1]).

Departament Gard [2]). Serja trzeciorzędu zagłębia Alais jest złożona z wapieni i margli słodkowodnych i słonowatowodnych (dolnego oligocenu, tongrien i lutétien), przewarstwowionych pokładami lignitu i asfaltowemi. Miąższość tej serji wynosi od 300 do 500 m. Strefa trzeciorzędowa stanowi wąskie zapadlisko pomiędzy masą paleozoiczną węglowego zagłębia Alais (rys. 66) na zachodzie i obszarem kredowym (garrigues crétacées) [3]) na wschodzie. Na zachodzie wzdłuż linji uskokowej (pli-faille des Cévennes) warstwy trzeciorzędowe są pokryte anormalnie przez utwory kredowe; podobneż anormalne kontakty w kierunku prawdopodobnie ze wschodu ku zapadlisku są widoczne i wzdłuż wschodniej granicy strefy trzeciorzędowej [4]).

Takim anormalnym kontaktem można wytłumaczyć dalej na północy około Vagnas (w dep. Ardèche) zaleganie wapieni kredowych (turonu) z hippuritami na warstwach słodkowodnych z lignitem i łupkami bitumicznemi, które były omyłkowo zaliczone do cenomanu. W Vagnas pokłady lignitu i łupki bitumiczne, dłuższy czas tu eksploatowane, są pokryte wapieniami słodkowodnemi i leżą na piaskowcach z sferosyderytem.

Drugi wypadek anormalnego kontaktu można zaznaczyć około starej kopalni asfaltowego wapienia około wsi Mons, gdzie skiba wapienia kredowego z upadem na NE 310° pod kątem 30° jest wciśnięta między wapieniami asfaltowemi na wschodzie i formacją lignitową na zachodzie. Porównanie przekroi na kopalniach lignitu w Barjac,

---

[1]) Roux et Gaillard, La houille et le fer aux portes de Lyon. Soc. d'Agr., Sc. et Ind. de Lyon, 1914.—Lacroix, Mineral. de la France.

[2]) Parran, Notice sur un gisement d'asphalte aux environs d'Alais. Ann. d. Mines, 5 sér., IV, 1853.

Nicou, Les calcaires asphaltiques du Gard. Ann. d. Mines, 10 sér., X, 1906.

[3]) „Garrigues" nazywają tu wapienne wzgórza niezdatne do rolnictwa.

[4]) Thiéry, Sur les écailles ou nappes de charriage de la région d'Alais. C. R. Ac. Sc. T. 169, 1919, 143 i 583.

Servas, Célas i Monteils i kopalniach asfaltowego wapienia w St. Jean de Maruéjols, d'Avéjan i Mons przyprowadziło mnie do wniosku, że pokłady lignitu zagłębia Alais częściowo przechodzą w kierunku biegu w pokłady asfaltowe. Łupki bitumiczne Vagnas są na tymże poziomie stratygraficznym co lignity w Monteils; wyżej tego poziomu leżą pokłady lignitu Barjac, Servas i Célas; te ostatnie leżą również wyżej od serji asfaltowej w Mons, St. Jean i d'Avéjan.

Wszystkie lignity Alais należą do gatunku węgli bitumicznych (piropissitowych, piciformé) o przełomie muszlowym, podobnych zewnętrznie do smoły; spalają się płomieniem długim, wydzielając mocny zapach bitumu; zupełnie nie zawierają siarki i nie mają żadnych śladów budowy roślinnej. Lignity Célas i Servas są przepełnione dużemi muszlami *Cyrena*; margle przewarstwiające pokłady lignitu są nasycone materją bitumiczną i spalają się także dobrze, jak lignit.

Asfaltyzacja w pokładach asfaltowych wyraża się trojako: a) Wapienie asfaltowe pól St. Jean de Maruéjols, d'Avéjan i Mons mają widok skały liściastej wskutek nadzwyczaj cienkiego przewarstwowienia pasemek bitumicznych (ciemnych) i niebitumicznych (jasnych). Ten sposób asfaltyzacji nic niema wspólnego z asfaltyzacją wapieni strefy Jury i w Owernji. Aswaltowi towarzyszą tu w znacznej ilości konkrecje i skupienia rogowcowe. Asfaltowe skały i margle otaczające zawierają szczątki roślinne, przeistoczone w materjał bitumiczny lub zwęglone. Tego typu asfaltowe skały musimy uważać za utwory pierwotne (syngenetyczne).

b) Pokład asfaltowy „Marie" w Servas na 12 m pod poziomem lignitów jest nie wapiennym, a piaskowcem luźnym, nasyconym bitumicznym materjałem; w spągu tego pokładu leżą wapienie o budowie konkrecyjnej (à chou-fleur) jak w Pont-du-Château w Owernji. Ten typ asfaltyzacji należy do zjawisk epigenetycznych (wtórnych).

c) Ślady asfaltu (malty) w wapieniach szczelinowatych nadające im widok nakrapianych (mouchetés), jak w kredowych wapieniach Mons, około Servas, Puech, są również przykładem wtórnej asfaltyzacji.

Przemysłowe znaczenie mają tylko asfaltowe wapienie pierwszego typu; zawartość bitumu na koncesji Saint-Jean wynosi naogół około 13,9—14,9% w górnym pokładzie i 8,3—13% w dolnym; na koncesji Servas w Mons wapienie zawierają od 2% do 13,8% bitumu, przeciętnie około 10%.

Pokłady lignitu, warstwy syngenetycznych asfaltowych wapieni i margli i łupki bitumiczne (Vagnas) w dolnym oligocenie zagłębia Alais są tylko trzy faciesy jednej stratygraficznej serji, czasem na jednym i tym samym poziomie. Warunki geologiczne i litologiczne serji asfaltowo - lignitowej są zgodne z warunkami, które spotkaliśmy w Lobsann w zagłębiu Pechelbronn (str. 111).

Departament Hérault. Znane tu, oddawna źródło Fontaine à l'huile około Gabian wynosi z warstw gipsonośnych kajpru słabe ślady ropy; gazy, jednak zdaje się niepalne, występują tuż w kilku miejscach. Dwa wiercenia, do 213 i 413 m, nie wyszły z warstw kajpru i wyników pomyślnych nie dały. Cała ta okolica leży pomiędzy czterema stożkami bazaltu, na południe od których są rozwinięte utwory trzeciorzędowe, pokrywające niezgodnie również nad samem źródłem Gabian warstwy triasu gwałtownie tu pofałdowane.

Jest bardzo możebnem, że ropne ślady pochodzą tu właściwie nie z triasu, a z serji trzeciorzędowej.

Departamenty Landes i Basses-Pyrenées. Piaski asfaltowe do niedawna jeszcze eksploatowane około Donzacq (Bastennes, Gaujac) i źródło wodne wynoszące kulki gęstej ropy około Orthez (źródło siarczane i bitumiczne Saint Boës czyli Monnic) mają swoją obfitą literaturę[1]). De Launay streścił ogólny pogląd na warunki bituminizacji na tym obszarze, podkreślając że wzdłuż Pirenejów są rozpowszechnione skiby triasu i gipsu i masy ofitowych skał, wszystkie wyniesione na powierzchnię przez tektoniczne zaburzenia i że prawdopodobnie wystąpienie węglowodorów są złączone z temi utworami.

W Bastennes stara obszerna odkrywka pozwala i dziś jeszcze stwierdzić, że asfaltowy piasek należy do serji piasków i glin z lignitem i szczątkami morskiej mioceńskiej fauny *(Cardita Jouanneti*, zęby rekinów wieku helweckiego, czyli śródziemnomorskiego); ta serja jest pokryta piaskami poziomu „sables fauves" czyli żelazistych piasków i glin. Utwory trzeciorzędowe pokrywają sobą niewielką strefę wystąpień triasu (pstre i czerwone margle gipsonośne i z solą). W jednym z karjerów około Bastennes (Hountanetta) były rozkryte warstwy triasu niezgodnie pokryte piaskowcem i wapieniem eocenu; w szczelinach wapienia są ładne wcieki asfaltu i żyły bitumicznego kalcytu, a w piaskowcach impegnacja asfaltem jest więcej równomierną. To miejsce uważają za kanał (cheminée de venue), którym płynny bitum został wyrzucony z poziomu ropnego w triasie wzdłuż linji kontaktu jego ze skałami ofitu.

Tektonikę tej okolicy można tłumaczyć jako fałd antyklinalny typu diapirowego, w którym masy ofitu i triasu stanowią pasywne jądro fałdu.

Jednak nie można nie zauważyć, że w innych okolicach, gdzie warstwy triasu występują na powierzchnię bez powłoki ich trzeciorzę-

---

[1]) Pratt, Quart. Journ. Geol. Soc., London, 2, 8, 1846. — De Launay, Traité de Metallogénie, I, 520. — Seunes, Rech. géol. de la région sous-pyrénéenne de sud-ouest de la France, 1890. — Carez, Resumé de la Géol. des Pyrénées françaises, 1912. — Maury, Feuille Orthez. Bull. de la carte géol. de la France, tome XX, 1910. — Léon Bertrand, Bull. de la carte géol. de la France, tome XXII, 134, 1913.

dem, jak w Dax, nawet w Fontaine Salée w Gaujac, dają one tylko wody słone lub gorące wapienno-siarczane (w Dax, t—64°C). Ślady bituminizacji towarzyszą kontaktowi triasu z utworami trzeciorzędowemi lub kredowemi i jurajskiemi o wybitnym fliszowym układzie (Orthez).

W Bastennes asfaltyzacja piasków jest wtórną i całe złoże jest niby śladem naturalnego zniszczenia innego złoża płynnego bitumu podczas zaburzenia całego układu. Asfaltowy piasek w niektórych miejscach jest zupełnie identyczny z „kirem" około kaukaskich złóż, więc nasycenie piasku płynną ropą mogło nastąpić częściowo bezpośrednio na powierzchni ziemi.

Niektórzy geologowie francuscy (L. Bertrand) przyjmują trias Bastennes za część płaszczowiny z południa, która niesie na sobie warstwy kredy i następnie była pofałdowaną razem z otaczającym trzeciorzędem. Pod tą płaszczowiną należałoby w tym wypadku szukać źródła płynnej ropy.

Ślady bitumów w strefie podpirenejskiej Francji przechodzą i na terytorjum Hiszpanji, gdzie w północnej Catalonji takie ślady są złączone przeważnie z utworami kredowemi i eocenowemi. Dalej na południu w pasmie Cantabryjskim pomiędzy Pirenejami i płaskowzgórzem (Meseta) środkowej Hiszpanji ślady bitumów znajdują się tak w triasie, jak i w kredzie-eocenie. Przez Hiszpanję dochodzimy do wybrzeży afrykańskich, na których warunki bitumiczności mają wiele wspólnych cech z temi warunkami w Hiszpanji.

Przemysł asfaltowy rozwinął się na naturalnych asfaltowych wapieniach we Francji, Szwajcarji, Włoszech, Niemczech (Hanower) i Rosji (prowincja Wołgska), w znacznie mniejszym stopniu w Albanji i na Węgrzech (dziś w Czechosłowacji i Rumunji). Bezpośrednio dla użycia na asfaltowanie szos i dróg może być używana naturalna asfaltowa skała tylko z pewną zawartością bitumu i impregnowana im zupełnie równomiernie [1]); nie powinny być takie wapienie czy też piaskowce tłustemi, więc nie mogą one zawierać bitumu ponad 14—15% i nie mniej jak 8%; muszą mieć takie skały ziarno cienkie i barwę czekoladową bez plam czarnych lub białych. Proszek takiej skały rozgrzany do temperatury 110°—120° i następnie spresowany na odpowiednio przygotowanem betonowem podłożu daje jedne z najlepszych brukowań szos (poudre d'asphalte comprimé, Stampfasphalt). Częściej asfalt używa się tak do brukowania, jak i innych celów w postaci tak zwanej „asfaltowej mastyki", którą przygotowują z wapieni asfaltowych niższego gatunku, po ich zmieleniu na proszek i stopieniu z dodaniem

[1]) Köhler, Die Chemie und Technologie der natürlichen und künstlichen Asphalte. Braunschweig, 1904.

czystego asfaltu (do 10% na całą masę surowego materjału); takim dodatkiem służy zwykle albo asfalt z Trynidadu, albo gudron od przeróbki łupków bitumicznych (we Francji) i asfaltowej ropy. Bez takiego dodatku surowy materjał nie mógłby dać przy jego nagrzewaniu roztopionej masy. Takim dodatkiem może służyć również i gudron wytapiany z naturalnej asfaltowej skały zapomocą gotowania jej w wodzie; do tego służą najlepiej tłuste asfaltowe skały, zawierające bitumu więcej ponad 20—25%. Taką skałą i jest właściwie surowy asfalt Trynidadu (patrz rozdz. X).

W niemieckiej literaturze jest wskazówka, że liczne wiercenia około Fraustadtu, na zachód od granicy polskiej (Leszno i Lasocice), wykonane w celu poszukiwania węgla brunatnego, spotkały złoże asfaltowych skał. Słabo asfaltowe wapienie były mi dostarczone z okolic rz. Pilicy z pod Tomaszowa.

ROZDZIAŁ VIII.

PROWINCJE TRZECIORZĘDOWE AZJI.

Pola naftowe, otaczające południową stronę Kaukazu łączą się przez step Saljański ze strefą naftową północnej Persji wzdłuż południowego brzegu morza Kaspijskiego. Natomiast na Zakaukaziu, w Armenji i w Tureckim Kurdystanie ślady ropy nikną na górskiej przestrzeni aż do okolic jeziora Wan. Od tego jeziora ślady ropy zostały stwierdzone w kierunku północno-zachodnim na Trapezund wzdłuż Taurusa i Zagrosza, który jest tu granicą wód Wana i dorzecza Tygrysu. Dorzecze to obejmuje liczne ślady ropy i pola ropne Mezopotamji, które przechodzą bezpośrednio na obszary południowej Persji. Po znacznej przerwie na przestrzeni zachodniego Beludżystanu, znowu spotykamy złoża ropne w Pendżabie, Bengalji, dalej na wschód w Birmie i na wyspach, wieńcem otaczających Azję, jak: Sumatra, Jawa, Timor, Borneo, wyspy Filipińskie, Formoza, wyspy Japonji i Sachalin. Jest to jedna z najdłuższych stref utworów trzeciorzędowych, rozmieszczonych wyraźnie wzdłuż wielkiej geosynkliny na powierzchni ziemi, prawdopodobnie na miejscach rozczłonkowanych epikontinentalnych zagłębi. Do tych trzeciorzędowych prowincji należą i ropne złoża Egiptu wzdłuż wybrzeża zatoki Suezu.

TURCJA.

Więcej znane złoża ropne w Tureckiej Armenji są na południe od jeziora Wan i około Erzerumu. Według rosyjskich geologów [1]), na przestrzeni od Wana do Erzerumu jest pięć miejscowości z ropnemi przejawami: 1) Korzot, 2) Magalisor, 3) Kontranli, 4) Peluk, 5) Hasan-Kała. Miejscowości te leżą na północnych stokach górskich wypiętrzeń, które oddzielają zagłębie jeziora Wan od dorzeczy Tygrysu

[1]) Na mapie Oswalda (Armenien, Hand. d. reg. Geol. B. V. 3, 1912) żadna z wymienionych tu miejscowości nie jest zaznaczona.

i Eufratu. Góry złożone są z utworów osadowych, poprzecinanych i czasem zupełnie pokrytych utworami wulkanicznemi. Pośród utworów osadowych najbardziej rozpowszechnione są trzeciorzędowe: 1) wapienie nummulitowe eocenu, przewarstwowione pokładowemi serpentynami i rogowcowemi łupkami, 2) konglomeraty i piaskowce górnego eocenu, 3) piaskowce i margle oligocenu, 4) wapienie i konglomeraty dolnego miocenu (piętro śródziemnomorskie), 5) piaskowce tufowe, pstre gliny i gipsy z solą górnego miocenu, w stropie którego zwykle są margle, 6) gliny, margle, piaskowce i konglomeraty pliocenu (z *Dreissensia)*. W złożu korzotskiem poziomy ropne są podporządkowane serji serpentynów i łupków; ropnemi pokładami są piaskowce tej serji. Złoże oddawna było eksploatowane zapomocą sztolni (kjaryz), w przodku której był zgłębiony szyb. Ropa ma ciężar gatunkowy 0,968, benzyny daje 4,5%, nafty zaś około 44,5%.

W Magali-sor ropa występuje z piaskowców serji oligoceńskiej (?). Kontranli znajduje się w odległości 40 km od Erzerumu; ropa w szybach kopanych występuje z pokładów wulkanicznej brekczji, która pokrywa słodkowodne i lądowe utwory miocenu (?). W Peluk (około miasta Mama-Chatyn) wycieki ropy jasnej barwy (typu surachańskiej ropy) związane są z pokładami piaskowca i konglomeratu, leżącemi na formacji gipsonośnej górnego miocenu. W Hasan-Kała słabe utwory asfaltowe wypełniają szczeliny w wapiennym tufie, osadzonym przez obfite gorące wody z kwasem węglowym; źródła występują około skał trachitu.

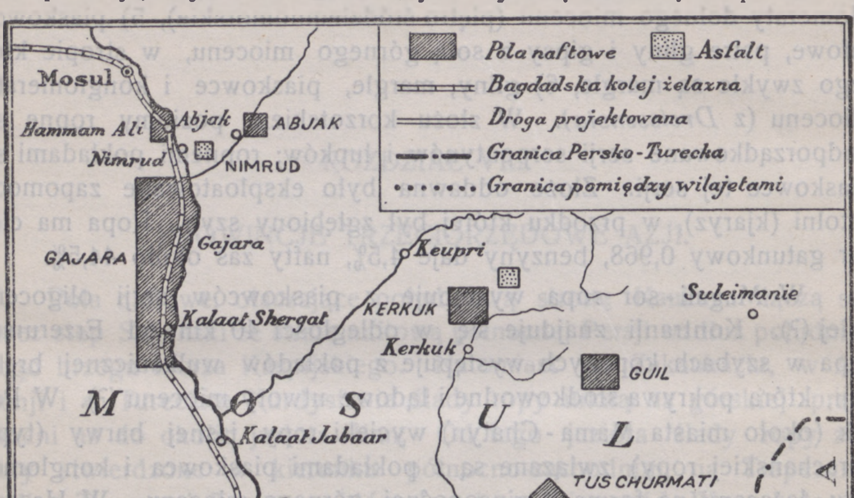
We wszystkich wymienionych miejscowościach znaczne zaburzenia warstw i utwory wulkaniczne utrudniają roboty poszukiwawcze, na które cała ta strefa jednak zasługuje.

Zupełnie odrębnie znajdują się przejawy ropne około morza Marmora tak na wybrzeżu Małej Azji (Hora), jak i europejskiem około Ganos i Feredzik na rz. Marycy w pokładach mioceńskich; ropa z tych warstw jest parafinową o c. gat. 0,825.

W Mezopotamji (rys. 67) tereny ropne są rozmieszczone w tureckiej prowincji Irak w wilajetach Mosul, Bagdad i Basra: 1) około Tygrysu i na zachód od niego wycieki ropne i pokłady asfaltu znane są na południe od Mosulu w Hamam-Ali i w Gajara; 2) na znacznej przestrzeni pomiędzy Tygrysem a granicą Persji (Kerkuk, Baba-Gurgur, Tus-Churmati, Kifri, Mendeli), 3) na Eufracie (Nafata, Nasrieh, Ramadi, Hit) [1]. Mezopotamja, jako całość, przedstawia obszerne zapadlisko, wydłużone w kierunku NW-SE i ograniczone

[1]) Schweer, Die türkisch-persischen Erdölvorkommen. Abh d. Hamburg. Kolonialinst., B. 40, 1919 (literatura).—Bielski, Ropa w Mezopotamji. Czasop. Górn.-Hutn., 1918, zeszyt 10 i 11.—Höfer, Petroleum Zeitschrift, B. I, 1906 i w Das Erdöl, B. II, 479.

na północy pasmem górskiem Tauru, na północo-wschodzie pasmem wielkiego łęku fałdowych gór Persji, a na południo-zachodzie płaskowzgórzem Arabji. Zatoka Perska jest tylko szczątkiem morza, które stopniowo posuwało się wstecz; na tym obszarze możemy oczekiwać znacznej miąższości utworów lądowych i regresującego morza. Górna Mezopotamja, czyli t. zw. Jesireh, jest wysoką równiną na północ od



Rys. 67. Ropne i asfaltowe obszary Mezopotamji.

Bagdadu; na tym obszarze wyodrębniają się równolegle pasma górskie, zbudowane z utworów trzeciorzędowych i skał wybuchowych; prawdopodobnie pasma te są członkami wielkiego łęku Persji.

Ropa jest podporządkowana utworom mioceńskim w postaci piaskowców, margli i wapieni z wtrąceniami gipsu i soli; ropa i asfalt

najczęściej znajdują się bezpośrednio w wapieniach (serja Fars w Persji). Siarczane źródła, często gorące (Hamam-Ali), źródła soli, wyziewy gazu, wycieki ropy i utwory asfaltowe są bardzo liczne po całym kraju w strefie wyraźnie wydłużonej w kierunku NW—SE równolegle do pasa górskiego z pofałdowanych trzeciorzędowych utworów.

Gajara leży o 65 km na południe od Mosulu; z wapieni i konglomeratów lewego brzegu Tygrysu występują źródła nafty i wycieki asfaltu; prymitywna odbudowa dokonywuje się zapomocą płytkich studni i produkcja wynosi około 9—100 bidonów dziennie, a więc około 1½ tony. Ropa ma c. gat. 0,969 i przerabia się na naftę (około 17%) na miejscowej destylarni. Ropne pola Gajary są prawdopodobnie bardzo znaczne i mają być przecięte wzdłuż linją Bagdadzkiej kolei.

Na drugim z wymienionych obszarów próby eksploatacji były dokonane około Kifri (pola Korato), Tus-Churmati (pola Pelkaneh) i pomiędzy Tus-Churmati i Kerkuk (pola Guil). Pola Kerkuk dawały przed wojną rocznie około 300 ton ropy, Tus-Churmati do 700 ton. Tylko na polach Korato, które leżą około samej granicy Persji, były przewiercone przez anglików trzy otwory, z których jeden do głębokości 1200 stóp; ropa bywa wyrzucaną perjodycznie razem ze słoną wodą. Ropa ma c. gat. 0,815—0,822; benzyny do 17,6%, nafty—48,4%, pozostałości — 34 — 36,4%. Dzienna produkcja szybów wynosiła nie więcej ponad 0,5 tony. W Pelkeneh ropa ma c. gat. 0,861, a w Guil — 0,854. Największą produkcję miały podczas wojny pola Mendeli, położone również około granicy Persji. Z pomiędzy miejscowości na Eufracie najsłynniejszym jest Hit, blisko ruin Babilonu, którego pola asfaltowe porównywują z polami Trynidadu. Geologiczne warunki i tu są podobne do innych okolic Mezopotamji, właśnie gliny piaszczyste i gips stanowią główne podłoże. W Hit były źródła ciężkiej asfaltowej ropy, które dawały dziennie 1—2-ch ton ropy.

Złoża w wilajecie Mosul stanowią tylko północo-zachodnią część strefy, która około Tus-Churmati wstępuje w granice Persji w pobliżu znanego miasta Kasr-i-Szirin.

PALESTYNA[1]).

Dolina Jordanu na całej przestrzeni od jego źródeł do jeziora Martwego i okolice jeziora są słynne od czasów biblijnych swemi złożami asfaltu. Na brzegach jeziora Martwego, w dolinie Jordanu i około jeziora Genezaretańskiego są liczne gorące źródła, noszące ślady ropy; gazy węglowodorowe i błotne wulkany dopełniają tej

[1]) Blanckenhorn, Syrien, Arabien und Mesopotamien. Handb. der regionalen Geologie, Heft 17, 1914 (literatura).

liczby przejawów naturalnych, które można uważać za oznaki pomyślne do poszukiwania ropy.

Asfalt znajduje się tu w trzech postaciach: 1) asfaltowych wapieni i piaskowców kredy, 2) asfaltowych żwirów czwartorzędowych i 3) czystego asfaltu (bitum Judei). Asfaltowe wapienie górnej kredy (piętra duńskiego) są rozpowszechnione na zachód od morza Martwego, a asfaltowe piaskowce górnej kredy na wschód. Wapienie (zwykle dolomitowe) występują jako nieprawidłowo nasycone asfaltem. Wapienie zawierają dużo skamielin i często jednocześnie z asfaltem zawierają fosfat. Wzdłuż obydwóch brzegów morza Martwego przechodzą uskokowe szczeliny, a na wschodniem wybrzeżu są wycieki asfaltu (Ain-el-hommar) i ciężkiej płynnej ropy. Asfaltowe wapienie zajmują strefę wzdłuż zachodniego wybrzeża jeziora (Nebi Musa) i w Galilei (Safed i Adschlun); w Nebi Musa istnieją niewielkie kamieniołomy tych wapieni, używanych przeważnie do wyrobu różnych pamiątek z Palestyny. Wapienie Nebi Musa zawierają od 10 do 25% czystego asfaltu.

Asfalt w żwirach tworzy w jednem miejscu (Wadi Muhauwat) złoże, zawierające co najmniej 20.000 kub. metrów konglomeratu o zawartości 18% asfaltu. Te konglomeraty leżą bezpośrednio na asfaltowych wapieniach, z których też prawdopodobnie otrzymały swoje lepiszcze asfaltowe. Znaczna miąższość wapieni asfaltowych w Galilei, wycieki ropne (około Tell-ed-Djamid) i miejscowa budowa antyklinalna spowodowały jedno próbne wiercenie około stacji Makarin (Hedżaskiej kolei żelaznej), doprowadzone jednak tylko do 161 m wskutek złamania świdra na rogowcach środkowego senonu (campanien), leżących pod asfaltowym wapieniem.

„Bitum Judei" jest to asfalt, wyrzucany z dna jeziora Martwego; asfalt jest wysokiego gatunku (77—80% materji węglowej, 9,4%—siarki, 0,5% popiołu) i używa się do fabrykacji laków; rocznie takiego asfaltu zbierają jednak nie więcej, jak 2 tony, Podczas wielkiej wojny Turcy używali bitumicznych wapieni z okolic Martwego morza na opał do lokomotyw na kolei żelaznej Hedżaskiej, czyli Medyńskiej.

Przejawy bitumów nie występują tylko we właściwej Palestynie, powtarzają się one i dalej na północ w środkowej i północnej Syrji. W Środkowej Syrji odbudowa asfaltowych wapieni stanowi jedyną gałąź górnictwa; główne kopalnie znajdują się około Hasbeja i w Antilibanie, niedaleko od drogi z Damaszku w Homs. Z kopalń tych wywożą przez Bejrut około 400 ton asfaltu rocznie. Dalej na północ około Mersin bliz Adana na wybrzeżu zatoki Alexandretta są znaczne złoża łupków bitumicznych wspólnie ze złożami lignitu.

Związek przejawów bitumów Palestyny i Syrji z zapadliskiem doliny Jordanu nasuwa przypuszczenie o znajdowaniu się asfaltów na wtórnem łożysku; stosunek asfaltu do fosfatu nie jest tu zbadany.

Zapadlisko jeziora Martwego jest przedłużeniem zapadliska zatoki Sueskiej, o której wkrótce będziemy mówić, a na północy obszar bitumów Syrji łączy się z takiemi samemi obszarami w Mezopotamji Wokoło krystalicznej starej masy Arabji mamy, niezamknięty tylko na południowym zachodzie, pierścień utworów kredowych i trzeciorzędowych, którym są podporządkowane ropne serje w Syrji, Mezopotamji i południowo-zachodniej Persji.



Rys. 68. Obszary ropne Persji.

Czarne czworokąty — pola w eksploatacji; czarne krążki — przejawy ropy i bitumów; kreski ukośne — granica koncesji Anglo-Persian Oil Co; krzyżyki — granica koncesji Rosyjsko-Perskiej. — Pipeline — rurociąg od Maidan-i-Naphtun do rafinerji w Abadan.
Skala w 1 cm 100 mil.

PERSJA.

Na rozległem terytorjum tego państwa (rys. 68) złoża ropne są zlokalizowane na trzech obszarach: 1) w północnej Persji w prowincjach Azerbeidżan, Gilan i Mazanderan, jako przedłużenie strefy Kaukaskiej; 2) w zachodniej Persji w prowincjach Ardelan, Luristan, Bach-

tiar, Arabistan, Fars, Laristan i wyspa Kiszm, jako przedłużenie strefy Mezopotamji; 3) w południowej Persji w prowincji Mekran, jako południowo-wschodni kraniec poprzedniej strefy.

Morze Kaspijskie jest otoczone od strony południowej w granicach Persji prawie nieprzerwanym pasem utworów trzeciorzędowych z licznemi objawami nafty. W prowincji Gilan znane są takie objawy około Langeruda, Ardebila i Enzeli; w ostatnio wymienionej miejscowości wycieki ropne obejmują pole naftowe o długości do 6 km i szerokości do 1 km. Ropy naogół są podobne do bakińskiej.

W Mazanderanie w okręgu Barferusz, najbardziej znane jest złoże Azamskie w dolinie rzeki Zelimrud, dopływu rzeki Tedżan. Według rosyjskich geologów ropa znajduje się w piaskowcach przewarstwowionych marglami i wapieniami oligocenu, w stropowej partji którego leży serja glin i piaskowców z *Meletta*. Wyżej tych warstw, w północnej Persji są szeroko rozprzestrzenione warstwy śródziemnomorskie, sarmackie i pontyjskie. Ropa występuje w jądrze fałdu obalonego ku północy i przerzniętego skałami wybuchowemi. Ropa w Azamie jest przezroczysta, jasno-żółtej barwy o c. gat. 0,804; daje benzyny około 2% i nafty około 84%. Surowa ropa używa się przez miejscową ludność bezpośrednio do spalania w zwykłych lampach, chociaż ma punkt zapalności 30,5° C.

W zachodniej i południowej Persji badania angielskich geologów [1]) stwierdzają przekrój zupełnie odpowiadający przekrojowi, ustalonemu przez rosyjskich geologów dla Tureckiej Armenji:

czwartorząd — warstwy foraminiferowe i oolity
pliocen — serja piaskowców i konglomeratów (serja Bakhtiar)
miocen { serja margli, glin, piaskowców, wapieni przewarstwowionych gipsem (serja Fars)
serja wapieni (serja Urmja) }
oligocen — wapienie nummulitowe (Khamir)
eocen — „ „ (Bahruin)
górna kreda — tufy i lawy (serja Hormuz).

Poziomy ropne znajdują się w serjach Fars, Bakhtiar i Hormuz; najbardziej wydajne są one w serji Fars (miocen), która ma znaczną miąższość (do 4575 m) i w swej górnej partji przedstawia osady brzeżne i jeziorne.

Serję Bakhtiar uważają za słodkowodną, a ropę w niej za wtórną od serji Fars.

Głównemi ropnemi pokładami serji Fars są detritusowe (klastyczne) wapienie dolnej partji.

---

[1]) Redwood, Petroleum, I, 208—212. — Campbell M. Hunter, The Oil Fields of Persia. Am. Inst. Min. a. Met. Eng., Bul. 158, 1920.

Najlepiej są zbadane pola Majdan-i-Naftun na południo-wschodzie od miasta Shuster. Pola te znajdują się w obrębie rozwiniętego antyklinalnego wypiętrzenia (Pusht-i-Kuh) na przestrzeni do 160 km w kierunku NW—SE; wypiętrzenie jest wyraźnie asymetryczne ze stromym upadem na stoku południowo-zachodnim; czasami siodłowa partja ma budowę brachyantiklinalną.

Główny ropny poziom otrzymano na środkowem polu na głębokości 365—396 m w twardych porowatych wapieniach. W r. 1914 w Maidan-i-Naftun było 30 szybów; wydajność dzienna 10 z nich była 900 ton, z tego około 800 ton dawały 3 szyby. Niektóre szyby pozostają samopłynne w przeciągu $5\frac{1}{2}$ lat.

Z pól naftowych ropa przetłacza się rurociągiem 232 km do rafinerji w Abadan na Szatel-Arab; rurociąg 6 i 8″-owy mógł dziennie przepuścić tyko do 1000 ton, rocznie do 240.000 ton i ograniczał tem rozwój wydajności pól naftowych. Ropa ma c. gat. 0,838; lekkich produktów daje 30% i pozostałości, używanych na opał – 65%.

Roboty, wykonane w r. 1903 około Kasr-i-Szirin, były mniej pomyślne; wiercenia były przeprowadzone również na południe od Sziraza (Daliki). Wycieki ropne wskazują w południowej i zachodniej Persji roponośną strefę na przestrzeni długości około 1600 km i cała ta przestrzeń (1.250.000 km²) jest objęta koncesją Tow. Anglo-Persian Oil-Company.

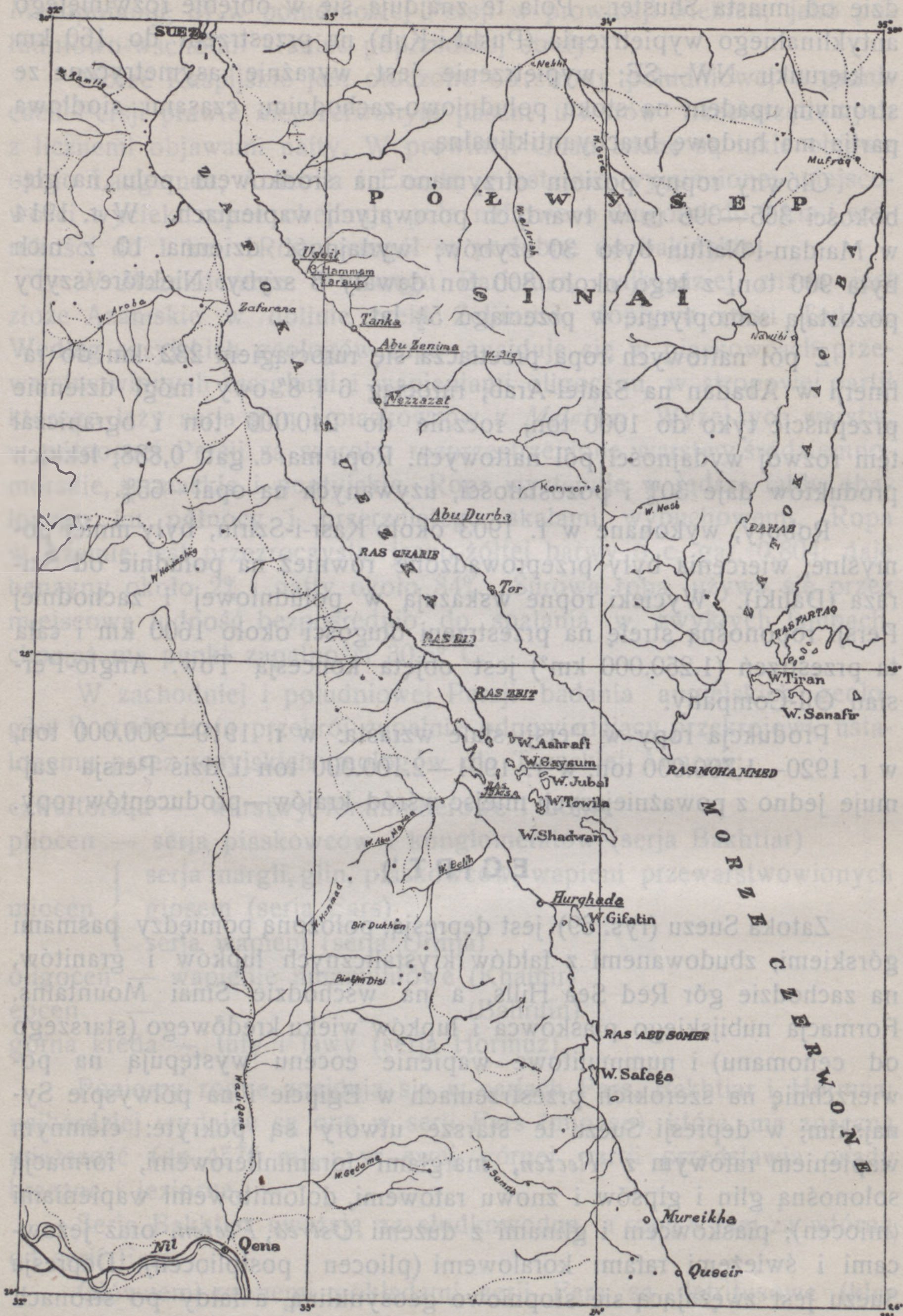
Produkcja ropy w Persji stale wzrasta: w r. 1919—900.000 ton, w r. 1920—1.700.000 ton, w r. 1921—2.100.000 ton i dziś Persja zajmuje jedno z poważniejszych miejsc wśród krajów—producentów ropy.

EGIPT [1]).

Zatoka Suezu (rys. 69) jest depresją, położoną pomiędzy pasmami górskiemi, zbudowanemi z fałdów krystalicznych łupków i granitów, na zachodzie gór Red Sea Hills, a na wschodzie Sinai Mountains. Formacja nubijskiego piaskowca i łupków wieku kredowego (starszego od cenomanu) i nummulitowe wapienie eocenu występują na powierzchnię na szerokich przestrzeniach w Egipcie i na półwyspie Synajskim; w depresji Suezu te starsze utwory są pokryte: ciemnym wapieniem rafowym z *Pecten*, marglami foraminiferowemi, formacją solonośną glin i gipsów i znowu rafowemi, dolomitowemi wapieniami (miocen); piaskowcem i glinami z dużemi *Ostrea*, *Pecten*, oraz jeżowcami i świeżemi rafami koralowemi (pliocen i postpliocen). Depresja Suezu jest zwężającą się stopniowo geosynkliną, a fałdy po stronach depresji są obalone ku niej nawewnątrz.

---

¹) Hume, Report of the oilfields Region of Egypt. Cairo, 1916.
Petroleum Research. Ministry of Finance, Egypt. Bull. № 2, 3, 4, 5, 8 — 1920.



Rys. 69. Mapa rozmieszczenia pól naftowych w E g i p c i e i na półwyspie S i n a j s k i m.

Okolice ze znanemi terenami naftowemi są podkreślone. Skala około 1 : 3.000.000

Ropne poziomy znajdują się w miocenie, przeważnie w dolomitowych wapieniach górnej partji miocenu. W Rorguada (czyli Hurghada, złoże położone najdalej ku południowemu wschodowi na brzegu morza Czerwonego o 300 km od Suezu) ropne poziomy stwierdzono w serji nubijskiego piaskowca. Złoża ropne około zatoki Sueskiej były znane już od czasów rzymskich; pierwsze wiercenia były dokonane w Djebel Zeita, następnie w r. 1908 około Gemzah (zatoki takiej samej nazwy); tutaj na głębokości 400 m otrzymano ropę z porowatego dolomitowego wapienia, pod którym przewiercono przewarstwowienie glin i gipsów, a jeszcze niżej znaczną masę solną. Produkcja jest obfitą początkowo, często samoczynną i w niedługim czasie ustaje. Warunki geologiczne są tu podobne do warunków w Louisiana.

Bardziej stała produkcja okazała się w Hurghada, gdzie warstwy nubijskiego piaskowca mają budowę kopuły; ropa ma c. gat. 0,92; w r. 1918 produkcja wynosiła 270.000 ton, dziś nieco spadła. Ropa tamtejsza przerabia się w rafinerji Anglo-Egyptian Oilfields, Ltd. w Suezie (do 1500 ton dziennie).

Na drugiej stronie zatoki Suezu na półwyspie Synajskim dokonywane są pomyślne poszukiwania około Gebel Tanka, Nezzazet i Abu Durba; większe ropne dopływy otrzymano z nubijskiego piaskowca, częściowo też w wapieniach eocenu.

Według zdania angielskich geologów, warunki geologiczne pozwalają przypuszczać, że roponośność powtarza się w strefie brzeżnej od Izmailji do Ras Benas (pod 24° p. sz.), więc na długości do 800 km i na szerokości do 50 km; na brzegu morza Czerwonego szerokość strefy zwęża się do 5 km. Prawdopodobnie tereny te mogą mieć wielką przyszłość.

BIRMA [1]).

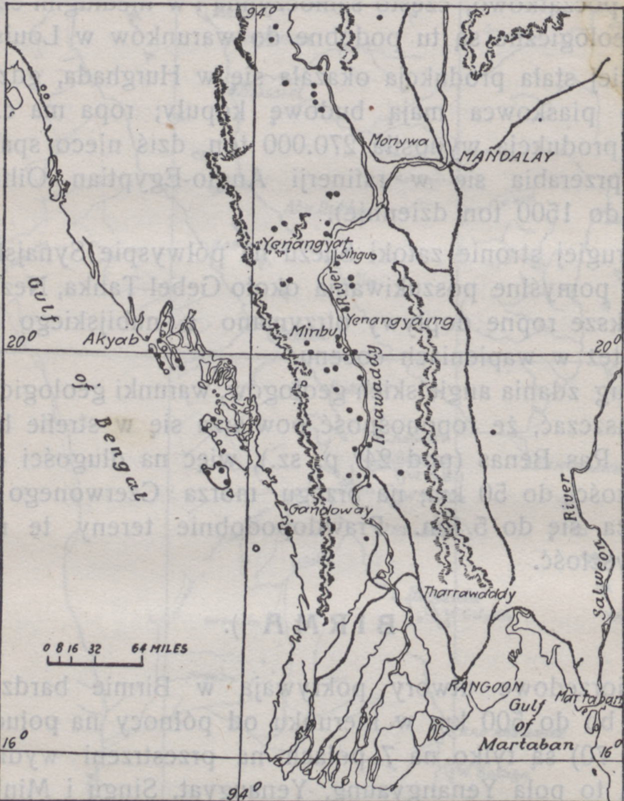
Trzeciorzędowe utwory pokrywają w Birmie bardzo znaczną przestrzeń, bo do 500 km w kierunku od północy na południe. Złoża ropne (rys. 70) są tylko na 7 polach na przestrzeni wydłużonej do 100 km, są to pola Yenangyaung, Yenaugyat, Singu i Minbu wzdłuż doliny rz. Irrawady; drugą równoległą linję złóż naftowych tworzą wyspy Baranga, Ramri i Cheduba (wyspy Arakan) w Bengalskiej zatoce. Te dwie strefy leżą po obydwóch stronach grzbietu Arakan; strefa wysp dalej na północy znajduje swe przedłużenie na polach naftowych Assamu. Najbardziej wydajnemi do dziś dnia są najdawniej odkryte pola naftowe Yenangyaung i Yenangyat-Singu.

Pola Yenangyaung są położone na wydłużonej brachyantyklinie,

---

[1]) Pascoe, The Oil Fields of Burma. India Geol. Surv., Mem., vol. 40, part. 1, 1912.

zbudowanej z warstw pliocenu (Irrawaddian beds) i miocenu (Pegu beds); serja Pegu jest złożona z piasków i glin, przewarstwowionych kilkoma pokładami wapnistych piaskowców; skamieliny morskie i słodkowodne, gips, kalcyt i szczątki zwęglonego drzewa znajdują się w tych warstwach. Obie serje utworów są przecięte żyłami iłu, będącemi prawdopodobnie śladami kanałów starych błotnych wulkanów, poczęści dziś erodowanych tu zupełnie. Ropnemi poziomami są piaski serji Pegu, pośród których wyodrębniają piaski na głębokości 400 stóp, 700 i 1000 stóp. Najbardziej produktywne pole ma przestrzeń nie większą od 1,5 mili kwadratowej.



Rys. 70. Mapa rozmieszczenia złóż ropy i gazu w Birmie (według Pascoe).

Czarne krążki — złoża ropy; obwódki nie zaczernione — złoża gazu (na wyspach Arakan, na południe od Akyab).

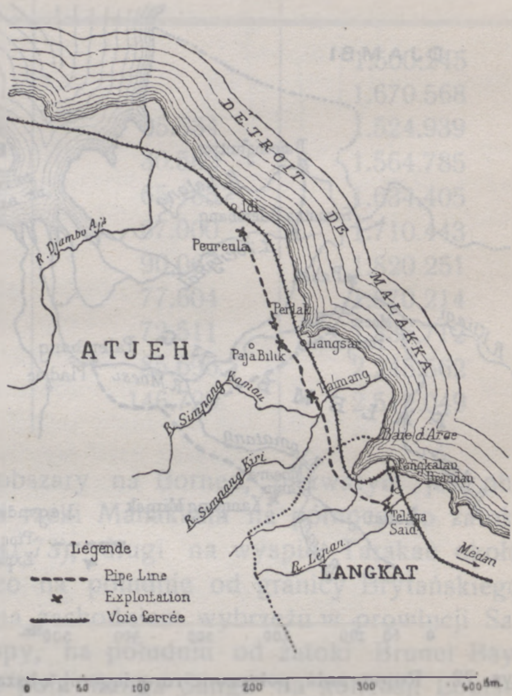
Pola Yenangyat-Singu zajmują asymetryczną antyklinę, obaloną ku wschodowi i położoną o 8 mil na wschód od kierunku osi antykliny Yenangyaung. Ropne poziomy są w tej samej serji Pegu.

Ropy Birmy mają c. gat. od 0,800 do 0,900; naogół są to lekkie parafinowe ropy; niektóre ropy zawierają do 11%, t. j. największą ilość twardych parafinów.

Produkcja w Birmie (razem z małą produkcją w Assamie i Bengalji) wynosiła w 1918 r. 1.100.000 ton, w r. 1919 — 930.000 ton, w r. 1920—1.200.000 ton.

SUMATRA [1]).

Główne pola naftowe są tu rozdzielone na dwie grupy (rys. 71 i 72), jedna w północo-zachodniej części wyspy w Atjeh (między Edi i Medan w Langkat i Tamiang), druga w południowo-wschodniej w Palembang. W obydwóch grupach złoża ropne znajdują się na fałdach piaskowców i łupków marglistych miocenu i pliocenu (dolne i średnie warstwy palembanskie) i pliocenu (górne warstwy palembanskie); niektóre antykliny, jak Kampong-Minjak w Palembang mają bardzo strome skrzydła i bardziej płaską osiową część. Najbardziej wydajne poziomy ropne nawiercono w dolnym pliocenie, miąższość którego wynosi tu do 2000 m i który składa się z glin i piasczystych łupków z morską fauną, przewarstwowionych drobnoziarnistym piaskowcem. W środkowym pliocenie, miąższości do 900 m, są trzy grupy pokładów lignitu; niektóre pokłady mają miąższość 40—50 stóp; ta serja pokładów również zawiera przemysłowe ropne poziomy, zwykle w spągu serji lignitowej.



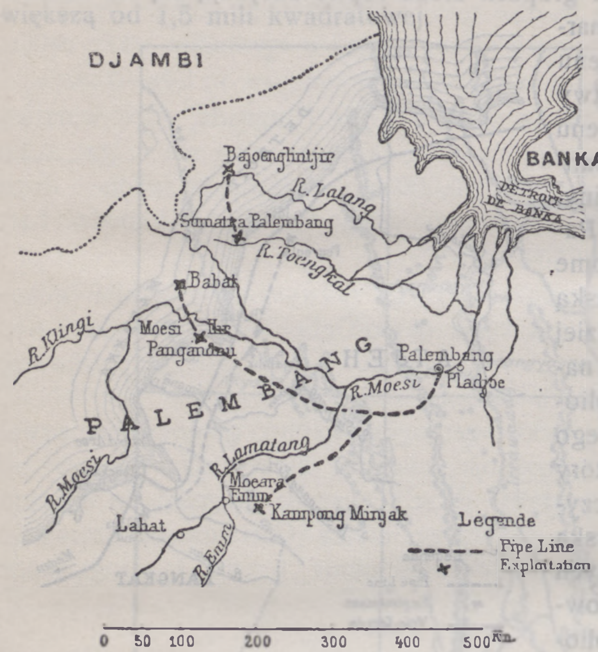
Rys. 71. Ropne pola, połączone rurociągiem, obszaru północnego na Sumatrze (według Clément).

Ropa Sumatry jest naogół lekka; ropa w Palembang (pól Kampong-Minjak czyli Moeare Enim) ma cięż. gat. 0,790, daje 10% lekkiej benzyny, 32% ciężkiej benzyny, 46% nafty i 12% resztek. Wydajność niektórych szybów wynosiła do 500 ton dziennie, lecz szyby prędko wyczerpywały się. Głębokość szybów nie przekracza 350—400 m. Znaczny rozwój przemysłu datuje się tu od r. 1904; maximum osiągnięto w r. 1909—922.894 tony; w r. 1917—583.384 tony.

[1]) Clément, Le pétrole aux Indes Néerlandaises. Ann. des Mines, tome XVII, 4 livr., 1910.

J A W A.

Na Jawie stwierdzono kilka pól naftowych na północnej stronie wyspy od Samerang przez Surabaya i na sąsiedniej wyspie Madoera. Najbardziej wydajne ropne poziomy leżą między środkowym i górnym miocenem; pokłady te są napełnione foraminiferami, orbitoidami, litotamnia i koralami. Ropa ma c. gat. od 0,921 do 0,823 i jest mieszanej asfaltowo-parafinowej bazy. Szyby są płytkie do 800 stóp. Produkcja waha się około 240.000 ton rocznie.



Rys. 72. Ropne pola, połączone rurociągami, obszaru południowego na Sumatrze (według Clément).

Na wyspie Timor, który jest tektonicznym i geologicznym przedłużeniem Sumatry i Jawy, ślady ropy są znane w kilku miejscach (Pualaka, Okuszi) i obecnie dokonywują tam poszukiwań amerykanie (Sinclair C-y). Ślady ropy spotykano i w pokładach mezozoicznych (jura i permo-trias).

B O R N E O[1]).

Przemysłowe znaczenie ropne obszary Borneo otrzymują dopiero od r. 1899; liczne wycieki ropne, wyziewy gazu i błotne wulkany w różnych częściach wyspy (na wyspie Labuan, w Brytyjskiem Borneo na półwyspie Klias, w zatoce Brunei Bay, na wyspie Tarakan i na wschodniem wybrzeżu holenderskiej części wyspy) zwróciły na siebie uwagę już od roku 1853; tubylcy Borneo, również jak na Jawie i Sumatrze, od wieków używali ropy z naturalnych jej źródeł jako jeden ze środków leczniczych. W r. 1866 na wyspie Labuan był wywiercony tu pierwszy płytki otwór. W r. 1899 dopiero Royal Dutch Co rozpoczęła wiercenie w Sanga-Sanga, i z 34 pierwszych szybów było 25 produktywnych, z dzienną produkcją w 700 ton metr.; w Balik Papan była zbudowana rafinerja na przeróbkę 2000 ton ropy dziennie.

---

[1]) Redfield, Petroleum in Borneo. Econ. Geology, № 5, 1922. — Clément, Le pétrole aux Indes Néerlandaises. Ann. d. Mines, 10 ser., 17, 1910.

Nie zważając na stały rozwój przemysłu na wyspach Sumatrze i poczęści na Jawie, produkcja na Borneo w r. 1910 wynosi już 42% całej produkcji Indyj Holenderskich, a w r. 1920 — 63,8%.

Produkcja Holenderskiej i Brytańskiej części Borneo w porównaniu z produkcją całego archipelagu Indyj Wschodnich przedstawia się następująco w metr. tonach:

	Holenderskie Borneo	Brytańskie Borneo	Cały archipelag
1910	633.472		1.500.245
1911	814.707		1.670.568
1912	672.438	5.534	1.524.939
1913	766.687	30.562	1.564.785
1914	866.718	65.185	1.634.405
1915	893.890	67.000	1.710.443
1916	957.395	90.067	1.820.251
1917	869.262	77.604	1.870.214
1918	999.426	72.511	1.836.712
1919	1.372.006	85.695	2.245.562
1920	1.455.228	146.729	2.512.049

Trzy są główne ropne obszary na Borneo; pierwszym jest obszar Koetei na przestrzeni od rzeki Mahakkam na północy do zatoki Balik Papan na południu (rys. 73), drugi na wyspie Tarakan około wschodniego wybrzeża Borneo na południe od granicy Brytańskiego Borneo i trzeci obszar Miri na zachodniem wybrzeżu w prowincji Sarawak brytańskiej części wyspy, na południu od zatoki Brunei Bay.

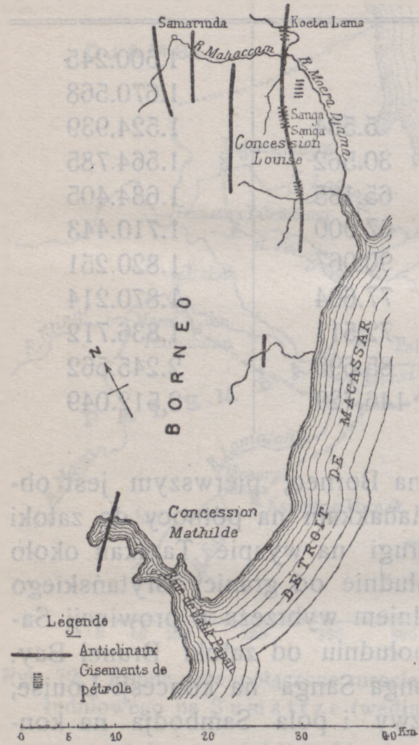
Obszar Koetei obejmuje pola Sanga Sanga na koncesji Louise, pola Moeara na koncesji takiejże nazwy i pola Sambodja na koncesji Nonny; pola Balik Papan (koncesja Mathilde) nie daje jeszcze produkcji. Poszczególne koncesje wynoszą od 8.670 do 334.085 akrów, zwykle na przeciąg czasu do 75 lat i z opłatą 2 centów ameryk. za metr sześcienny ropy; wszystkie wymienione koncesje należą do grupy Royal Dutch - Shell.

Główne ropne poziomy (w ilości do 16 w niektórych miejscach) są w dolnym i górnym miocenie. Warstwy „Sanga Sanga“ dolnego miocenu (burdigalien), zawierające ropne poziomy na polach Sanga Sanga, Sambodja i Balik Papan są złożone z glin, łupków, piaskowców i wapieni z licznemi przewarstwowieniami czarnego błyszczącego węgla; łupki i piaskowce są czasem znacznie twarde. Na polach Moeara ropne poziomy są w górnym miocenie (warstwy „Moeara Djawa“, vindobonien) z pokładami bitumicznego lignitu. Na polach

Balik Papan ropne poziomy są i w warstwach jeszcze młodszych z glin i piaskowców z lignitem, które tu nazywają pontyjskiemi (?) (warstwy „Kembang“), lecz zaliczają do miocenu. Ogólna miąższość tych trzech seryj ropnych wynosi około 2900 m.

Budowa pól ropnych jest wyraźnie antyklinalną; intensywność pofałdowania wzrasta ku zachodowi, gdzie w jądrach fałdów występują i starsze utwory.

Ropa Sanga Sanga jest trzech gatunków: ciężka „asfaltowa“ (0,96—0,89), lekka asfaltowa (0,88—0,85) i parafinowa (0,86—0,84). Ciężką ropę otrzymują zwykle na poziomach od 30 do 150 m pod poz. morza, lekką ropę—na 240 do 300 m pod poz. morza i parafinową—na 330 do 385 m i nawet do 512 m pod poz. morza. Szyby wiertnicze stoją na tej płaskiej brzeżnej równinie zwykle na wysokościach od 0 do 60 m nad poz. morza. Lekka asfaltowa ropa daje benzyny do 25%, a parafinowa—do 22,6%. Ropa ciężka „asfaltowa“ ma punkt wrzenia między 194° i 212°, benzyny nie daje, lecz do 50% smarów; pozostałość zawiera jednak znaczną ilość parafiny, której w surowej ropie wyliczają na 13,17% czyli więcej, niż w parafinowej ropie, bo tylko 10,1%.



Rys. 73. Ropny obszar Koetei na Borneo (według Clément).

Pola Moeara — na północny zachód od Sanga Sanga; antyklina na południowy zachód od koncesji Louise jest na koncesji Nonny, gdzie dziś są ropne pola Sambodja.

Pola Sambodja dają ropę z czterech grup poziomów; najwięcej benzynowa ropa jest z trzeciej grupy (26,5%). Produkcja obszaru Koetei w r. 1920 wynosiła 744.119 ton.

Ropa dostarcza się zapomocą morskich tanków, a dziś bezpośrednio rurociągiem do rafinerji w Balik Papan, która, mówią, jest dziś największą ze wszystkich istniejących(?).

Na wyspie Tarakan i przeciwległym brzegu głównej wyspy ropne poziomy są w warstwach starszych, prawdopodobnie w eocenie bardzo bogatym rogowcami, i w górnym trzeciorzędzie z lignitem. Ropa ciężka asfaltowa (0,942—0,955) nie daje benzyny i całkowicie przerabia się na doskonały mazut (fuel oil). Przeciętna wydajność na szyb w pompowaniu jest 100 ton; produkcja datuje się od roku 1907 i w r. 1920 wynosiła już 711.609 ton. Ropa z kopalń pompuje się do

miejscowego portu Linkas, gdzie ropa ze zbiorników idzie własnym ciężarem do statków; mówią, że naładowanie uskutecznia się po 400 ton na godzinę. Morskie tanki transportują ropę na rafinerję w Balik Papan; część ropy postępuje bezpośrednio na opał.

W brytańskiej części wyspy wiercenia były rozpoczęte tylko w r. 1911 przez Anglo-Saxon Petr. Co, z grupy Royal Dutch-Shell, właśnie na polach Miri w Sarawak; produkcja wzrastała stopniowo, jak podano wyżej, do 85.695 ton w r. 1919, a w r. 1920 wynosiła 146.729 ton. Ropa brunatnej barwy, przezroczysta ma c. gat. 0,890—0,925, daje około 20% benzyny, która zawiera 80% naftenów, 1,9% toluolu, 1,5% ksilolu i 1% wyższych aromatycznych węglowodorów (por. str. 6). Ropa dostarcza się rurociągiem do Lutong na brzegu morza, gdzie w r. 1919 została ukończona budowa rafinerji.

O warunkach geologicznych ropnych seryj w brytańskiej części Borneo wiadomo tylko, że ropne serje należą do trzeciorzędu, prawdopodobnie do eocenu również z licznemi pokładami węgla bitumicznego.

Wyspy Filipińskie [1]).

Na archipelagu tych wysp są liczne wycieki ropne, złoża asfaltu i wyziewy gazu, lecz dotychczas niema szybów produkujących. Według ostatnich wiadomości firma Standard Oil Co rozpoczyna eksploatację na wyspie Luzon. Ropa bazy parafinowej ma c. gat. 0,832—0,926 i jest podobna do ropy Borneo i Sumatry; ropa wyspy Luzon daje do 39% benzyny lekkiej.

FORMOZA I JAPONJA [2]).

Na Formozie (Taiwan) oddawna istniały kopalnie nafty (Gyutoko, Konaisho, Horyo) w południowej części wyspy, bezpośrednio na przedłużeniu wyspy Luzon; ropne poziomy znajdują się w piaskowcach i glinach miocenu.

W Japonji są 4 przemysłowe obszary ropne (rys. 74): w prowincji Uzo (Akita), Echigo (pola Niigata i Nishiyama), Shizuoka (Totami) na wyspie Nippon i Washinoki na Hokkaido. Każdy obszar obejmuje po kilka pól naftowych. Najważniejszemi z nich są pola Echigo i Akita, dające 99% całej produkcji Japonji.

Poziomy ropne są podporządkowane trzeciorzędowym (miocen i pliocen) piaskowcom i wulkanicznym tufom, które przewarstwiają łupkowate gliny. Serja ropna tworzy rzędy niskich pagórków budowy

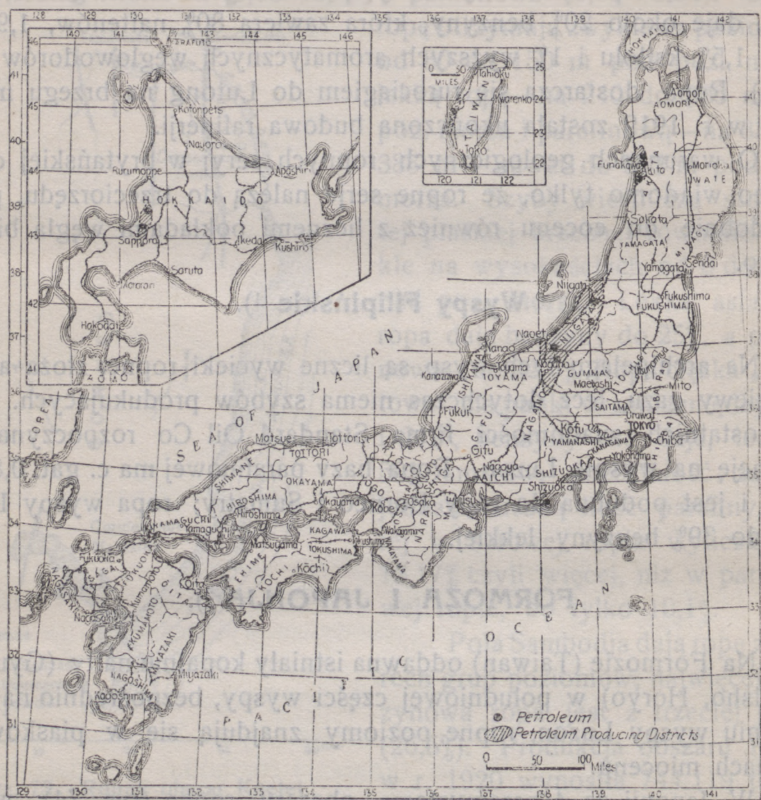
---

[1]) Smith, Petroleum in the Philippines. Am. Inst. Min. a. Metal. Eng. N. 158, 1920.

[2]) Clément, Petroleum Resources of Japan. Trans. Am. I. M. a. M. Eng. № 1176—P, 1922.

siodłowatej. W Echigo i Akito pokłady ropne spotyka się na trzech poziomach.

Głębokość szybów dosięgła już 1406 m (Nishiyama), lecz częściej spotykane są tu szyby o głębokości do 760 m. Początkowa wydajność szybów jest niewielka, przyczem zwykle ropę pompują. W r. 1917 było tylko 2.840 szybów produkujących. Przeciętna dzienna wydajność szybu na całym obszarze Echigo wynosi zaledwie 2,25 baryłki, a pola Nishiyama, które jest najbardziej produktywne, — 4,5 baryłki. Szyby



Rys. 74. Ropne obszary Japonji.

Pola w eksploatacji pokryte kreskami ukośnemi.

są w znacznym stopniu gazowe, na samem tylko polu Nishiyama produkcja dzienna gazu wynosi więcej, niż 113.270 m^3.

Produkcja datuje się tu od r. 1874; pierwotnie słaba produkcja od 1900 r. znacznie podniosła się przy zastosowaniu prędkich amerykańskich metod wiercenia, a w r. 1916 osiągnęła maksymalną wysokość 2.942.722 baryłek (420.000 ton).

Ropa tutejsza należy do rodzaju ciężkich rop o c. gat. około 0,875; najlżejszą jest ropa Totami — 0,813.

Zapasy ropy na polach stwierdzonych wynoszą nie więcej, niż 90 mil. baryłek; zapas ten przy dzisiejszej produkcji może wystarczyć na lat 40. Znaczna ilość terenów może być tu zaliczona do prawdopodobnie ropnych.

SACHALIN.

Wycieki ropne i pola asfaltowe są tu na znacznej przestrzeni wzdłuż wschodniego brzegu rosyjskiej (północnej) części wyspy; wszystkie te objawy ropne są połączone z utworami trzeciorzędowemi, stratygrafja i budowa których wymagają jeszcze dalszych badań. Linje tektoniczne, z któremi związane są objawy ropnych złóż, są wydłużone równolegle do brzegu. Wiercenia, dokonane dotychczas (9 szybów) do głębokości 280 m, nie dały znacznych dopływów ropnych. Ropy, otrzymane dotychczas, są ciężkie (0,903) asfaltowe, nie zawierają benzyny, nafty do 31,8%, oraz resztek — do 68,2%.

ROZDZIAŁ IX.

PROWINCJE AFRYKAŃSKIE.

W Afryce północnej (Tunis, Algier, Marokko), zachodniej (wybrzeże Kości Słoniowej, Złote, Kamerun i Kongo, Angola), południowej (Stany Kap, Orange i Transwaal) i wschodniej (Mozambique, Madagaskar, Abissynja) znane są wycieki ropne i złoża asfaltu. Bardzo jeszcze pobieżne geologiczne materjały, które pozwoliły prof. Haug naszkicować znane mapy paleogeograficzne i mapy utworów izopicznych (jednakowych faciesów),[1]) znajdujących się na krańcach lądu afrykańskiego, stwierdzają, że północna i wschodnia Afryka razem z Madagaskarem już od początku mezozoicznego czasu były epikontynentalnemi obszarami lądów Afrykańsko-Brazylijskiego i Australo-Indo-Malgaszskiego; na tych krańcach różnowiekowe transgresje morskie (ruch morza postępowy) zalewały granice lądów. Od czasu górnej kredy również krańce zachodnie lądu Afryki stają się areną zalewów morskich; ląd afrykański został czasowo nawet rozczłonkowany na poszczególne części.



Rys. 75.

Geograficzne położenie grup Ampoza i Bemolanga na Madagaskarze.

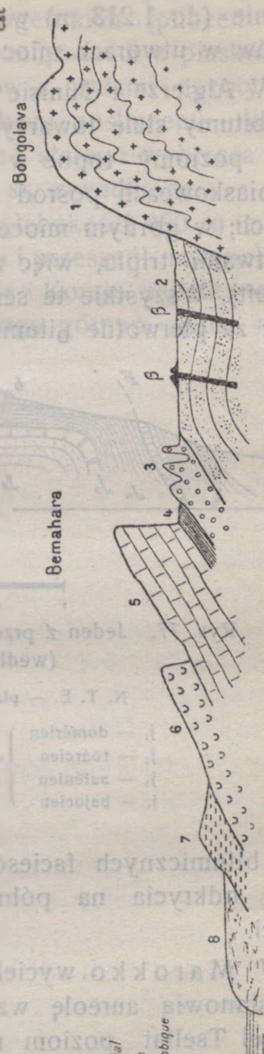
Na Madagaskarze (rys. 75 i 76) poziomy ropne znajdują się w piaskowcach i glinach bitumicznych triasu i liasu.[2]) Rząd francuski udzielił tu prywatnym przedsiębiorstwom dwie grupy koncesji na zachodniem wybrzeżu wyspy około Morafenobe: Ampoza 14.850 ha i Bemolanga 24.880 ha. Na powierzchni są tu znaczne wycieki ropne oraz odkrywki piaskowców asfaltowych; tubylcy wyspy oddawna używali tu nawpół płynnego bitumu („sakopanjy") przy budowie kadłubów swych łodzi. Kilka wierceń, dokonanych tu przez anglików, stwierdziły znaczną

[1]) Haug, Traité de Géologie. Les périodes géologiques, 1907.

[2]) Merle, Les richesses minérales de Madagascar. Paris, 1907. — Merle, Le pétrole de Madagascar. Ann. des Mines, série 12, t. III, 1, 1923.

miąższość piasków, impregnowanych ropą, jednak nie dających znacznego dopływu ropy. Piaski te przypominają bardzo piaski Pechelbronna po wyeksploatowaniu ich szybami. Piaskowce na głębokości 20 m od powierzchni ziemi dały, według analizy, tylko do 11,8% bitumu. Przejawy bitumów stanowią tu strefę długości do 400 km i przestrzeni około 15.000 km² i możliwem jest, że tutejsze złoża nie ograniczają się tylko takiemi wyczerpanemi piaskami.

W północnym T u n i s i e[1]), pośród warstw mioceńskich, eocenu i kredy, ropa, gazy i wycieki asfaltowe (Djebel-el-Djebs, Djebel-bou-Debbouz) stale towarzyszą anormalnym kontaktom trzeciorzędu i kredy z utworami triasu. W A l g i e r z e[2]) wschodnim w prowincji Constantina bitumy w pokładach kredowych i dolnego eocenu (Chebka des Sellaoua, Djebel-el-Monida, Clairfontaine, Ferdjiouda, Djebel Guelb, Ain Beida) również rozmieszczone są około anormalnych kontaktów. W Algierze zachodnim (prowincje Oran i Algier—Aïn Zeft, Medżilla, Messila i inne liczne okolice) wycieki ropne w utworach kredowych, przeważnie w miocenie i nawet pliocenie znajdują się około anormalnych kontaktów z triasem (często gipso — i solonośnym) w warunkach tektonicznych nader złożonych; jedne ropy (Medżilla) są lekkie (0,795), słabo-parafinowe, inne (Messila) cięższe (0,830), trzecie (Aïn Zeft) ciężkie i parafinowe (0,971 [3]). Medżilla i Messila są to dwa pola naftowe około osady Tliouanet, gdzie poszukiwania rozpoczęto od r. 1897; dopiero w r. 1912 otrzymano słabą produkcję na głębokości 167 m, wynoszącą około 4—5 ton dziennie; w r. 1921 produkcja roczna wynosiła około 500 ton. Szyb, pogłębiony do kredy (do 419 m), nie napotkał dopływów



Rys. 76. Przekrój schematyczny zachodniego wybrzeża Madagaskaru (według M e r l e).
1 — Utwory krystaliczne; 2 — piaskowce asfaltowe; 3 — piaskowce gruboziarniste płonne; 4 — lias; 5 — jura; 6 — kreda); 7 — warstwy nummulitowe; 8 — czwartorząd; B — bazalty.

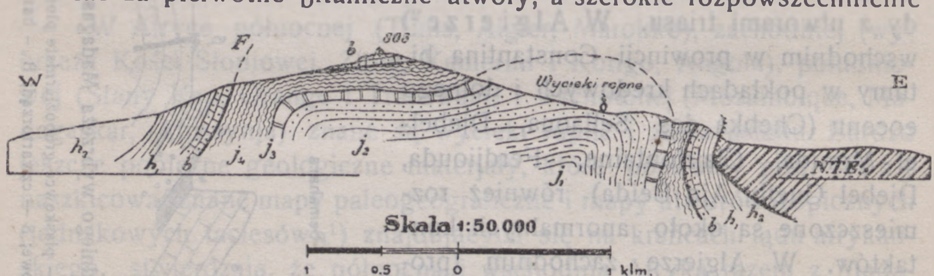
[1]) Y o v a n o v i t c h, La question du pétrole en Tunisie. La revue pétrolifère. I, 5, 1922.

[2]) D a l l o n i, La géologie du pétrole et la recherche des gisements pétrolifères en Algérie. Alger, 1922.

[3]) R a b i c h o n, Das Erdöl in Algerien. Petroleum Zeitschrift, 1921, N. 2; 1920, N. 12 i 24.

ropy. Wiercenie w Rabelais (o 30 km na północ od Tliouanet) doprowadzono w górnym miocenie do głębokości 1.364 m i napotkano tylko słabe ślady ropy; drugi szyb w Mazouna był doprowadzony w r. 1921 do głębokości 1.075 m w tych samych mioceńskich warstwach. Głębokie wiercenie (do 1.213 m) w Aïn Zeft również nie osiągnęły dodatnich wyników w utworach miocenu [1]).

W Algierze i Tunisie w utworach dolnego eocenu (suessonien) ropa i bitumy stale towarzyszą fosfatowi w faciesie lagunowym (Bordj Redir); poziomy ropne w dolnym miocenie (helvétien) w Tliouanet są w piaskowcach pośród wapieni litotamniowych i margli foraminiferowych; w górnym miocenie (sahélien) poziomy ropne złączone są z warstwami triplu, więc z diatomowemi i radiolariowemi utworami (Aïn Zeft). Wszystkie te serje ropne, tak samo, jak i triasowe, można uważać za pierwotne bitumiczne utwory, a szerokie rozpowszechnienie



Rys. 77. Jeden z przekrojów przez Djebel Tselfat w Marokko (według Yovanovitcha).

N. T. E. — płaszczowina z warstw triasu i eocenu:

j_1 — domérien	jura	b — burdigalien		miocen
j_2 — toarcien		h_1 —	helvétien	
j_3 — aalénien		h_2 —		
j_4 — bajocien				

takich bitumicznych faciesów pozwala żywić pewne nadzieje na możliwość odkrycia na północy Afryki złóż ropnych przemysłowej wartości.

W Marokko wycieki ciężkiej ropy w utworach miocenu i pliocenu stanowią aureolę wzdłuż anormalnych kontaktów z triasem; w Djebel Tselfat poziom ropny jest w marglach środkowego liasu; lias ten tworzy jądro przetykające fałdu o typie diapirowym, pokrytym nasunięciem triasu [2]) (rys. 77).

Obiecujących wyników spodziewać się można w pasie trzeciorzędowych utworów w Marokko, wzdłuż drogi, którą przeciągają karawany z Tangeru, w Fetz i Meknes. Wiercenie około Trelfat

---

[1]) La recherche du pétrole en Algérie. Le Courrier des pétroles, N. 137, 1923.

[2]) Yovanovitch, Etude géol. détaillée du Djebel Tselfat (Maroc septentrionale). Bul. Soc. géol. de France, t. XXII, 1922.

dało na głębokości 90 m dopływ ropy w ilości do 10 baryłek dziennie. Prawdopodobnie Marokko zawiera znaczny zapas naftowych terenów.

W Zachodniej Afryce[1]) na wybrzeżu Gwinejskiem wszystkie wystąpienia ropy pochodzą z warstw neogeńskich (pliocen według Zubera), które składają się w wielkiej miąższości z piasków, piaskowców, szutrów, ciemnych i pstrych iłów z bryłami egzotycznemi, z wydzielinami pirytu i z licznemi szczątkami roślinnemi. Warstwy te zapadają zupełnie łagodnie ku morzu od starego wybrzeża krystalicznego; w głębszych warstwach zupełnie są zawodnione.

W Kamerunie otwór świdrowy do głębokości 800 m napotkał słabe ślady ropne około powierzchni ziemi i przeszedł następnie przez utwory nummulitowe i kredowe. W Angola i Kongo napotkano piaski asfaltowe w pokładach kredowych, a w Kongo górnym znane są łupki bitumiczne permo-triasowe.

---

[1]) Zuber, Flisz i nafta. 1918.

ROZDZIAŁ X.

AMERYKA ŚRODKOWA I INDJE ZACHODNIE.

Indje Zachodnie są szczytami osuniętego do dołu pasma górskiego, przedłużenie którego można widzieć w górach środkowego Hondurasu.

Naftonośna strefa Louisiany i wybrzeży zatoki Meksykańskiej znajduje swoje przedłużenie przez wyspy Wielkie Antylskie (Kuba, Haiti) do Barbadosa i Trynidadu w grupie wysp Małych Antylskich; strefa ta otacza półkolem morze Karaibskie i sięga przez wybrzeże Wenezueli do zatoki Maracaibo, wrzynając się tu w pierwsze odnogi Andów Ameryki Południowej. W tej strefie ropnej na powierzchni ziemi najczęściej napotyka się asfalty, które do ostatnich czasów były tu tylko przeważnie przedmiotem odbudowy.

Wyspy Antylskie zbudowane są z trzech pasów koncentrycznych; zewnętrzny jest złożony z poziomo leżących utworów neogenicznych; następny stanowią fałdowe góry Kordyljerów Wielkich Antylskich wysp, a wewnętrzny pas cechują utwory wulkaniczne. Cały ten system jest wynikiem stopniowego zwężenia geosynkliny pomiędzy dwoma staremi masami—na miejscu Stanów Zjednoczonych i Brazylji. Góry fałdowe są złożone z utworów jurajskich (poczęści i starszych), kredowych i paleocenu, czasem są one w postaci faciesu typowo fliszowego i często w towarzystwie zasadowych skał wybuchowych. Zewnętrzne fałdy stanowią główną naftową strefę, jako jedną z wyraźnych trzeciorzędowych prowincyj.

KUBA [1]).

Asfalt, wycieki ropne i gazy znane są w różnych częściach wyspy, przeważnie na północnem wybrzeżu na szerokości do 20 mil, lecz dokonane wiercenia nie dały dopływu ropy w przemysłowej

[1]) De Golyer, The Geology of Cuban Petroleum Deposits. Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull. vol. 2, 1917. — Redfield, Petroleum Reserves of the West Indies. Trans. Am. Inst. Min. a. Met. Eng. № 1166—P, 1922.

ilości. Zasługuje tu na uwagę, że ropa znajduje się najczęściej w szczelinowatym serpentynie; według De Golyer, ropa była przeważnie infiltrowaną z jurajskich wapieni i innych skał osadowych, znajdujących się pod serpentynami; te zaś powstały ze skał zasadowych, intruzowanych w kredowe utwory, które pokrywają jurajskie; częściowo taka infiltracja mogła iść także z góry, zwłaszcza tam, gdzie kredowe margle, gliny, piaskowce i wapienie leżą niezgodnie na skałach serpentynizowanych.

Naogół ropa jest tu wysokiego gatunku o c. gat. od 0,756 do 0,700. Na wyspie Haiti ropa także pochodzi z kredy, a na Barbados ropa i asfalt (manjak) — z miocenu. Na wyspie Barbados manjak (asfalt zupełnie rozpuszczalny w chloroformie) tworzy żyły w mioceńskich piaskowcach i łupkach; żyły czasem przechodzą w ciężką ropę już na głębokości 50 m. Asfalt ten, bardziej czysty, niż z Trynidadu, używają przeważnie do fabrykacji laków i uważają go za wyższy gatunek, niż asfalt z Utah, ponieważ nie potrzebuje dodawania czarnej farby.

TRYNIDAD[1])

Wyspa ta słynna jest oddawna ze swego znacznego złoża asfaltu na jeziorze Asfaltowem (Pitch Lake czyli La Brea), a wycieki ropne znane były w różnych częściach wyspy.

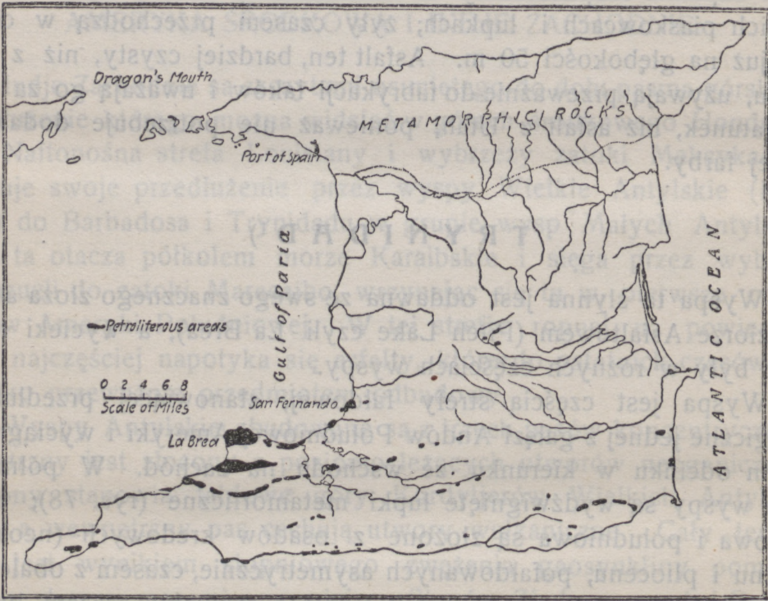
Wyspa jest częścią strefy fałdowej, stanowiącej przedłużenie geologiczne jednej z gałęzi Andów Południowej Ameryki i wyciągniętej na tym odcinku w kierunku ze wschodu na zachód. W północnej części wyspy są wydźwignięte łupki metamorficzne (rys. 78); części środkowa i południowa są złożone z osadów kredowych (neokom), miocenu i pliocenu, pofałdowanych asymetrycznie, czasem z obaleniem nazewnątrz. Wycieki ropne, asfalt i błotne wulkany czasem bywają położone wyraźnie na siodłowych linjach. Utwory trzeciorzędowe złożone są z brzeżnych piaskowców, przewarstwowionych morskiemi osadami z nummulitami, orbitoidami i innemi foraminiferami, oraz pokładami z ostryg. Układ ten świadczy o częstych zmianach warunków sedymentacji czysto morskich na lądowe; w środkowym miocenie serja Caroni, czyli lignitowa, zawiera także pokłady lignitu. Pokłady ropne napotkano na kilku poziomach, przeważnie w dolnym trzeciorzędzie; szyby do głębokości 400 i 700 m na południowej części wyspy dały produkcję już w r. 1918 do 2 mil. baryłek (około 300.000 ton); w r. 1920 na polach było już 500 szybów, z których połowa miała głębokość do 3000 stóp (1300 m); pola stwierdzone obejmują

---

[1]) Cunningham-Craig, Oil Finding, London 1914.—Zuber, Flisz i Nafta, 1918, str. 263—267. — Thompson, Oil-Field Developement, 1916.

przestrzeń 3200 akrów, a produkcja dosięgła w r. 1920—2.085.109 baryłek (300.000 ton). Ropa tutejsza, zawierająca znaczną ilość siarki o c. gat. 0,867 daje do 50% smarów i przypomina ropę bakińską. Bliżej środkowej części wyspy, na polu Tabaquite Field otrzymano lekką, parafinową ropę z piaskowca kredowego. Około La Brea otrzymano ciężką ropę z piasku mioceńskiego.

Jezioro Asfaltowe około półwyspu La Brea znajduje się w obrębie warstw górnego miocenu. Jezioro jest jednem z największych złóż twardego i nawpół twardego asfaltu; tylko powierzchnia asfaltowa „Bermudez asphalt Lake" w Wenezueli jest większą od powierzchni jeziora Asfaltowego Trynidadu. Jezioro zajmuje przestrzeń



Rys. 78. Wyspa Trynidad.

Czarne plamy — ropne pola i obszar asfaltowy (La Brea). Na północy obszar skał krystalicznych (metamorphic rocks).

137 akrów; miąższość asfaltu jest znaczną. Powierzchnia jeziora jest tak twarda, że naładowane wozy mogą ruszać po nim zupełnie swobodnie, nie mogą jednak stać na jednem miejscu. Nad powierzchnią twardego asfaltu występują w kilku miejscach wysepki twardej ziemi z drzewami, a cała powierzchnia jeziora porznięta jest kanałami, napełnionemi słoną, siarczaną wodą, która stale wycieka z dołu około środka jeziora razem z gazem węglowodorowym i siarkowodorem. W tych samych miejscach znajdują się także wycieki asfaltu, w postaci plastycznej masy, która nie utraciła jeszcze zupełnie swych lotnych składników. Powierzchnia jeziora nie jest gładką, lecz składa się z poszczególnych, nieprawidłowo nabrzękłych i niejednakowej

wielkości mas; każda z nich jest prawdopodobnie wynikiem niezależnego aktu wyciekania; przez niezupełne zetknięcie się takich mas powstają wspomniane kanały, napełnione wodą.

W jeszcze miękkich częściach powierzchni jeziora stale wychodzą gazy, zwykle zawierające CO_2 i H_2S, a świeży asfalt w takich miejscach jest porowaty, jak ser (Cheese pitch), a nawet po wydobyciu wydziela gazy przez pewien czas.

Miąższość złoża nie wszędzie jest jednakowa; jest ona nie mniejsza, niż 5 m na krańcach jeziora, a w środku jeziora otwory nie dosięgły dna na głębokości 60 m. Złoże odbudowują na głębokości zaledwie 1 — 2 stóp i takie odkrywki znowu zapełniają się z dołu przez świeże plastyczne masy. Od r. 1890 eksploatacja prowadzoną jest na szerszą skalę, lecz, nie zważając na to, odkrywki nie są pogłębione dzisiaj więcej, jak na 2 m.

Ze strony północno-wschodniej jeziora istnieje stały ściek asfaltu w morze w postaci jak gdyby czarnego lodowca; pokrywa on dno morza na przestrzeni do kilku tysięcy akrów i tworzy o 100 jardów od brzegu rafę asfaltową. Według zdania Crosby[1]), cały półwysep La Brea zawdzięcza swoje istnienie zabezpieczającemu wpływowi asfaltu od burzącego działania fal morskich, ponieważ asfalt tworzy tu wybrzeże morskie na przestrzeni do 4 mil. Osada La Brea również zbudowaną jest na asfalcie i ludność skarży się, że ich domy podnoszą się i znowu osuwają się do dołu, odpowiednio do ruchów całej asfaltowej formacji.

Asfalt Trynidadu, który czasem nazywają „parianitem“, złożony jest z masy bitumicznej, zmieszanej ze szczątkami roślin ze znajdującej się wokoło bujnej roślinności; jest on przewarstwowiony z gliną i tlenkami żelaza z pirytem i krzemionką, oraz zawiera zwykle znaczną ilość wody (do 30%); w tej mieszaninie asfalt stanowi zaledwie $^1/_3$ część. Wydobyty asfalt oczyszczają w specjalnych kotłach przez nagrzewanie ich w ciągu 24 godzin; bitum wytapia się, materjał nieorganiczny osadza się, a woda wydziela się w postaci pary. Asfalt, w taki sposób rafinowany, dostaje się zwykle na rynek w beczkach; jednak znaczną ilość asfaltu wywożą także w stanie surowym. Produkcja asfaltu waha się około 170—179 tysięcy ton rocznie.

Jezioro Asfaltowe od r. 1807, kiedy opisano go, zdaje się, po raz pierwszy, znacznie stwardniało; wtenczas w środkowej części jeziora był nie asfalt, a nawpół płynna malta. Jest to prawdopodobne, bo masa stopniowo traci swe lotne składniki i samo źródło asfaltu mogło ulec polimeryzacji; również byłoby to dowodem, że utworzenie się jeziora nie było zjawiskiem w czasie geologicznym.

Można tu studjować we wszystkich stopniach przeistoczenie

[1]) Amer. Natur., vol. 13, 1879.

malty w twardy asfalt, a następnie w kruchy materjał, nazywany „manjakiem". W asfaltowej masie znaleziono foraminifery otaczających warstw mioceńskich i nie ulega wątpliwości wtórne pochodzenie samego jeziora z ropy. Jezioro to można uważać za jeden z wypadków destrukcji (zburzenia) złoża ropnego. Przekroje geologiczne przez jezioro i otaczające pokłady serji mioceńskiej świadczą, że jezioro zajmuje miejsce pośród pofałdowanej serji skał i że stopniowa denudacja zniszczyła gliny, które służyły, jako pokrywa dla ropnych piasków, wypiętrzonych w słabe siodło; jezioro Asfaltowe wytworzyły wycieki ropy.

Ameryka środkowa[1]).

Nieliczne wycieki ropne, asfalt i bitumy, znane w środkowej Ameryce, podporządkowane są utworom, niestarszym od kredowych; w Gwatemali są utwory bitumiczne w wapieniach (Coban formation), prawdopodobnie dolno-kredowych, również jak w Hondurasie (Metapan formation); w Costa Rica i Panama poziomy ropne należą do oligocenu lub miocenu.

Bardzo względnie za obszary możebnie ropne można uważać: środkową i północną Gwatemalę, części południowego i północnego Hondurasa Brytyjskiego, niektóre strefy w Hondurasie i obydwa wąskie wybrzeża Costa Rica i Panamy. Natomiast rzeczpospolite San Salvador i Nikaragwa prawie na $^{3}/_{4}$ ich przestrzeni pokryte są nowemi wulkanicznemi utworami.

Te przypuszczalne strefy ropne można uważać geologicznie za przedłużenie w kierunku południowym wielkiej strefy Meksykańskiej i morza Antylskiego (Karaibskiego).

---

[1]) Redfield, Petroleum Reserves of Central America. Trans. Am. Inst. Min. a. Metal. Eng. № 1178—P, 1922.

ROZDZIAŁ XI.

POŁUDNIOWA AMERYKA.

Wszystkie znane dotychczas obszary naftowe południowej Ameryki (rys. 79) są rozmieszczone poza granicami starej masy Brazylji i w związku z nowem pofałdowaniem Andów. Wszystkie obszary muszą być zaliczone do prowincyj trzeciorzędowych, lecz obszary północnej Argentyny i Boliwji mają cechy przypominające prowincję Skalistych Gór Półn. Ameryki.

WENEZUELA [1]).

Najstarszemi utworami ropnych seryj są kredowe, rozwinięte we wschodniej części kraju i na zachodzie około zatoki, czyli jeziora Maracaibo; kredowa serja w dolnej partji jest złożona z twardych wapieni, a w górnej przeważnie z łupków, miąższości od 610 m do 1067 m na wschodzie. Niezgodnie na łupkach kredy leżą piaskowce i gliny, które nazywają „dolną serją węglową"; ta trzeciorzędowa serja jest dobrze rozwinięta na południowym zachodzie od Maracaibo i zawiera tu główne ropne poziomy. We wschodniej części kraju (stan Falcon) i na wschód od Maracaibo wyżej leży ropna serja łupków „Pauji". Na obszarze Falcon El Mene wyżej znajduje się jeszcze „górna serja węglowa" (miąższość do 4.500 m) z piasków, glin i wapieni, również z ropnemi poziomami.

Budowa geologiczna kraju pozostaje zbadaną bardzo mało. Prawdopodobnie najwięcej rokującemi pomyślne wyniki są pola ropne (rys. 80) około Maracaibo. Cała strefa ropna jest pofałdowaną strefą wewnętrzną pasma górskiego Merida, którym pasmo Wielkich Antylskich wysp zlewa się z Andami.

---

[1]) Arnold Bryan, Petroleum Resources of Venezuela. Trans. Am. Inst. Min. a. Metal. Eng. N 1170 — P, 1922. — Mineral Industry, XXIX, 1921.

Asfaltowem złożem jest znane „Bermudez lake“ na wschodzie kraju około wyspy Pedernales; złoże daje znaczną ilość asfaltu (rocznie do 50.000 ton), więcej czystego gatunku niż asfalt Trynidadu. Wycieki ropne, błotne wulkany są rozpowszechnione na całej przestrzeni od Bermudez do Maracaibo.



Rys. 79. Ropne obszary Południowej Ameryki.

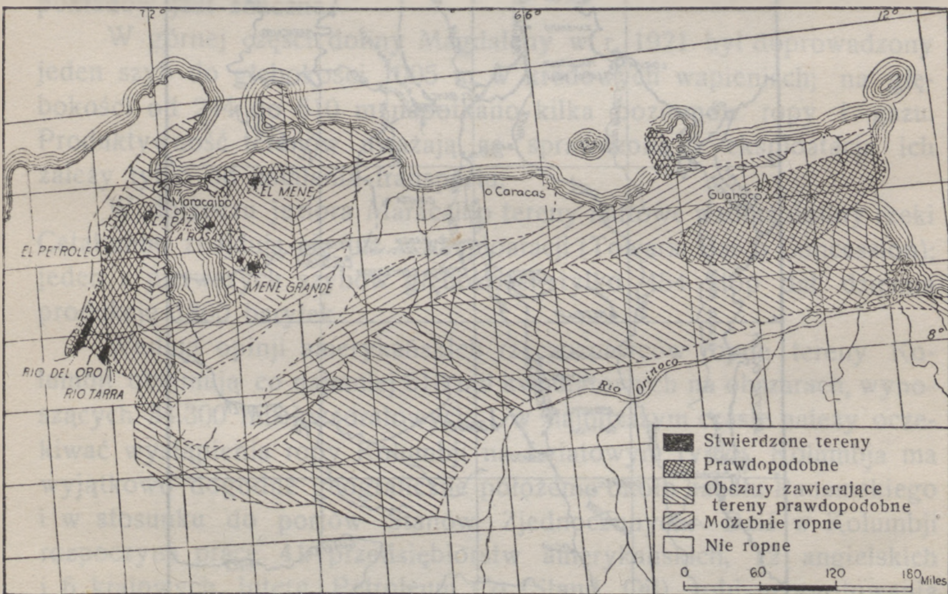
Asphalt or Petroleum — asfalt i ropa, często i gaz; Gas alone — gaz tylko; Bituminous Shale — łupki bitumiczne. Pennsylvania comparative Area — obszar Pensylwanji w tejże skali.

Pierwsze szyby były założone około Maracaibo i w r. 1919 produkcja wynosiła już 423.895 baryłek wysoko gatunkowej ropy; w roku 1920 — 456.996 baryłek. Ropa przerabia się na rafinerji w San Lorenzo i częściowo na rafinerji na wyspie Curacao.

KOLUMBJA[1]).

Zatoka Maracaibo jest ograniczona z południa górami Cordillera Merida, a z zachodu Cordillera Perija; te górskie pasma należą do systemu Andów, które w granicach Kolumbji stanowią trzy szerokie gałęzie: Perija, Central i Coastal. Doliny rzek Atrato i Magdalena zajmują trzeciorzędowe zatoki pomiędzy górami, złożonemi ze starszych utworów. Górny miocen i pliocen zajmują te uosobnione zatoki, a paleocen i kreda pokrywają znaczną część tak Kolumbji, jak i sąsiedniej Wenezueli.

Znanych jest siedem ropnych obszarów (rys. 81): 1) wybrzeża morza Karaibskiego (Sinu, Cartagena) na zachód od ujścia rzeki Magda-



Rys. 80. Ropne obszary W e n e z u e l i.

leny, 2) Santa Marta na wschód od ujścia rz. Magdaleny, 3) dolna Magdalena do wodospadu Honda, 4) górna Magdalena wyżej, 5) rzeki Meta czyli wschodnich stoków Andów, 6) dorzecza jeziora Maracaibo, 7) wybrzeża oceanu Spokojnego.

Na wybrzeżu Karaibskiem objawy ropne są liczne, jak wycieki ciężkiej ropy, wyziewy gazu i błotne wulkany; osady mioceńskie i plioceńskie znacznej miąższości, przeważnie morskie, są zebrane w kilka

[1]) W a s h b u r n e a. K. D. W h i t e, Oil Possibilities of Colombia. Trans. Am. Inst. Min. a. Metal. Eng. № 1168—P, 1922. — B e c k, Geology a. Oil Resources of Colombia; the Coastal Plain. Econ. Geol. vol. XVI, 7, 1921. — S t u t z e r, Ueber Erdöllagerstätten im Magdalena-Tal (Columbien). Petr. Zeitschr., 13, 1923.

fałd, często asymetrycznych. Kilka wierceń, doprowadzonych do głębokości 610 m w dolinie Sinu, nie dały jednak do dziś dodatnich wyników. Ropna serja zawiera często pokłady węgla; ropa zmienia się od ciężkiej asfaltowej (c. g. około 1,00) do żółtej bogatej w smary i zupełnie światłej gazolinowej. Najwięcej znanemi są pola Turbaco na południe od Cartagena; ropa średniego c. g. Na polach Tubara na



Rys. 81. Ropne obszary Kolumbji.

wschód od Cartagena z głębokości od 210 do 905 m była otrzymana ropa ciężka (0,921—0,897) asfaltowa w ilości 7—8 baryłek dziennie. Dwa większe przedsiębiorstwa angielskie otrzymują już produkcję (Colombian Oilfields i Brit. Controlled Oilfields).

Najwięcej wierceń dokonano do r. 1912 w części wybrzeża Cartagena—Barranquilla. Najgłębszy otwór był doprowadzony do 923 m i spotkał kilka ropnych gazowych poziomów, lecz o słabej wydajności.

Dolina Magdalena jest zapadliskiem, ograniczonem ze wschodu i zachodu uskokami; fałdy są przewalone ku zachodowi. Ropa i asfalt w warstwach kredowych (Villeta) występują zwykle w szczelinach; ropa w warstwach górnych (Honda) wieku trzeciorzędowego zwykle znajduje się w porowatych piaskowcach.

Poszukiwania w dolnej części doliny rz. Magdalena były rozpoczęte w r. 1918; około Barranca-Bermejo trzy szyby (grupy Standard Oil) do głębokości 700 m dały znaczne dopływy (do 18.000 baryłek dziennie) ropy c. gat. 0,813—0,800 i pola przygotowują do szerokiej eksploatacji. Liczne wycieki ropne, gazy, żyły dżilsonitu i grahamitu i złoża asfaltu są w wielu miejscach. Wycieki ropne zwykle towarzyszą wapieniom i glinom wieku kredowego (warstwy Villeta); zaburzenie pokładów jest znaczne.

W górnej części doliny Magdaleny w r. 1921 był doprowadzony jeden szyb do głębokości 1005 m w kredowych wapieniach; na głębokości od 244 do 610 m napotkano kilka poziomów ropy i gazu. Produktywność terenów uważają za sprawdzoną i eksploatacja ich zależy tylko od ustalenia transportu.

W dorzeczu jeziora Maracaibo tereny naftowe wzdłuż doliny rzeki Catatumbo znajdują się już w eksploatacji (Towarz. Barco Concession); jeden z pierwszych szybów głębokości tylko 454 stóp dał dzienną produkcję 1800 baryłek.

Według opinji amerykańskich rzeczoznawców ropne tereny Kolumbji obejmują co najmniej 618 mil kwadratowych na obszarach, wynoszących 34.300 mil kwadratowych, i w najbliższym czasie należy oczekiwać wystąpienia ropy Kolumbji na światowym rynku. Kolumbja ma wyjątkowo dogodne geograficzne położenie około kanału Panamskiego i w stosunku do portów Stanów Zjednoczonych. Dziś w Kolumbji rozpoczyna pracę 41 przedsiębiorstw amerykańskich, 12 angielskich i 6 krajowych. Intern. Petroleum Co (Stand. Oil) robi przygotowania do otrzymania dziennej produkcji 20.000 baryłek.

PERU [1]) (rys. 82).

Ropne poziomy znajdujące się w dolnej partji serji naprzemianległych piasków i glin wieku eoceńskiego (?), które tworzą cały system fałd; szeroka i płaska antyklina ciągnie się wzdłuż samego brzegu oceanu Spokojnego (rys. 83). Górna część tej serji jest złożona z szarych gruboziarnistych piaskowców przewarstwowionych czerwonemi i żółtemi glinami obfitującemi w skamieliny, określone w swoim czasie przez Grzybowskiego za mioceńskie i oligoceńskie; dolna ropna

[1]) Marsters, Oil Resources of Peru. Trans. Am. Inst. Min. a. Metal. Eng. № 1173-P, 1922.

partja jest złożona z ciemnych piaskowców przewarstwowionych zielonemi glinami bez skamielin. Trzy główne ropne pola (Zorritos, Lobitos, Negritos) są położone na siodłowych wypiętrzeniach tej ropnej serji (rys. 83) w północnej części Peru w pobliżu granicy z Ecuadorem.

Pola Zorritos, najwięcej północne, są wydłużone równolegle do brzegu na przestrzeni do 4 mil i bardzo dokładnie są określone granicą wodną typu „edge water". Ropa asfaltowej bazy ma c. gat. od

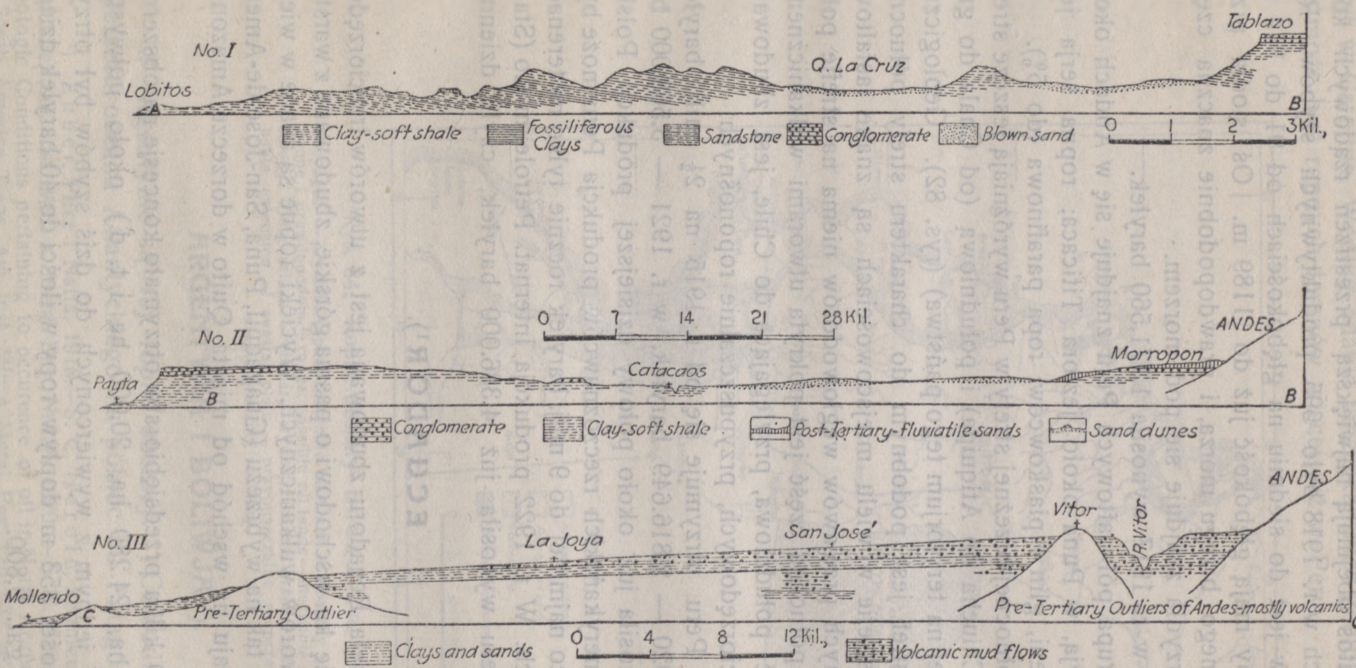


Rys. 82. Pola ropne Peru.

Kropki — pola produktywne. Czarne krążki — przejawy naturalne ropy.
Kreski ukośne — brzeżna równina.

0,838 do 0,809. Ropnych poziomów jest trzy; pierwszy na głębokości 240 m, drugi na 360 m i trzeci na 510 m; pierwsze dwa są wyczerpane, a trzeci daje przeciętnie na szyb około 8 baryłek. Złoże zdaje się mieć przedłużenie na zachodniem skrzydle fałdu w kierunku morza.

Pola Lobitos leżą również około samego brzegu morza, lecz prawdopodobnie mają przedłużenie i dalej w głąb kraju. Ropnych poziomów jest cztery na głębokościach 122 — 762 m. Najgłębszy szyb



Rys. 83. Przekroje przez ropne pola Peru.

№ I. Lobitos (clay-soft shale — łupki gliniaste; fossiliferous clays — gliny ze skamielinami; sandstone — piaskowce; conglomerate — zlepieńce; blown sand — piasek wydmowy).

№ II. Negritos (post tertiary fluviatile sands — czwartorzędowe rzeczne aluwjum).

№ III. Przekrój przez południowe Peru (południowa strefa) około Mollendo (clays and sands — gliny i piaski; volcanic mud flows — potoki wulkanicznego mułu).

miał 1047 m. Produkcja w r. 1918 wynosiła 639.098 baryłek, 6 razy więcej niż w Zorritos.

Pola Negritos obejmują największą przestrzeń rządowych koncesyj, na których w r. 1918 było 695 produktywnych szybów. Ropnych poziomów jest do siedmiu na głębokościach od 91 do 914 m. Najgłębsze szyby mają głębokość już do 1189 m. Oś siodła przechodzi koło samego brzegu morza, i prawdopodobnie znaczna część zachodniego skrzydła znajduje się pod morzem.

Produkcja w r. 1917 wynosiła 1.771.560 baryłek.

Czwarta grupa pól naftowych Peru znajduje się w Andach około granicy z Boliwją, w Puna około jeziora Titicaca; ropna serja jest złożona z wapieni, glin i piaskowców; ropa parafinowa (do 5%).

Oprócz północnej brzeżnej strefy w Peru wyróżniają jeszcze strefy środkową (od Chiucha do Atiquipa) i południową (od Chala do granicy Chile i dalej na terytorjum tego państwa) (rys. 82). Geologiczny charakter tych stref jest podobnym do charakteru strefy północnej i w środkowej strefie w wielu miejscowościach są znane asfaltowe piaski. Naturalnych przejawów węglowodorów niema na strefie południowej, której północna część jest pokryta utworami wulkanicznemi, natomiast część południowa, przylegająca do Chile, jest zbudowana z utworów trzeciorzędowych, przypuszczalnie roponośnych.

Produkcja Peru utrzymuje się od r. 1915 na $2\frac{1}{2}$ milj. baryłek rocznie; w r. 1920 — 2.816.649 baryłek, w r. 1921 — 3.568.000 baryłek, więc wynosiła już około połowy dzisiejszej produkcji Polski. Wedle opinji amerykańskich rzeczoznawców produkcja Peru może być doprowadzona co najmniej do 9 milj. baryłek rocznie tylko na terenach już sprawdzonych. W r. 1922 produkcja Internat. Petroleum Co (Standard Oil) w Peru wynosiła już 4.386.000 baryłek, czyli dziennie 12.000 baryłek.

ECUADOR[1]).

Brzeżna strefa Ecuadoru zbudowana jest z utworów trzeciorzędowych i opiera się ku wschodowi o pasma górskie, zbudowane z warstw kredowych i utworów wulkanicznych. Wycieki ropne są znane w wielu miejscowościach tak na wybrzeżu (Guayaquil, Puna, San-José-de-Amen) jak i w głębi kraju na wschód od miasta Quito w dorzeczu Amazonki (rys. 84).

Od r. 1919 kilka przedsiębiorstw otrzymało koncesje na obszerne tereny (52.204 ha, 24.280 ha, 20.000 ha i t. d.) około półwyspu Santa Elena. W jednym z wywierconych do dziś szybów był otrzymany na głębokości 853 m dopływ ropy w ilości do 40 baryłek dziennie; ropa ma c. gat. 0,800.

[1]) Marsters, Oil resources of Ecuador. Trans. Am. Inst. Min. a. Metal. Eng. № 1174-P, 1922.

Na półwyspie Santa Elena istnieją oddawna kopane studnie, które dają rocznie do 53.000 baryłek ropy, przerabianej na miejscowej rafinerji w Carolina. Według zdania amerykańskich geologów w Ecuadorze może być ropnych terenów więcej niż w Peru.



Rys. 84. Ropne obszary Ecuadoru.

Seepages — wycieki ropne; favorable oil lands — obszary stwierdzone i prawdopodobnie ropne; possible oil lands — możebnie ropne tereny. Concessions — obszary wydzierżawione przez rząd; probable extension of coastal plain — przypuszczalne rozprzestrzenienie brzeżnej równiny.

ARGENTYNA I BOLIWJA [1]).

W Argentynie są trzy ropne obszary: 1) Comodoro-Rivadavia na wybrzeżu oceanu Atlantyckiego na północ od Patagonji; 2) zachodni

[1]) Zuber, Flisz i Nafta, 1918.—S. C. Herold, Petroleum in the Argentine Republic. Am. Inst. Min. a Metal. Eng., № 158, 1920. — S. C. Herold, Economic and Geologic Conditions pertaining to occurence of oil in North Argentine-Bolivian Field of South America. Trans. Am Inst. Min. a Metal. Eng. Vol. LXI, 1920 —Platz, Argentiniens Erdölindustrie. Petr. Zeitschr, Heft 8, 16, 17, 28, 31, 1921. — Windhausen, Geologie der Argentinischen Petroleumlagerstätten nebst Bemerkungen zur Geschichte ihrer bisherigen Erforschung u. Aufschliessung. Petr. Zeitschr., 1915

obszar Mendoza-Neuquen czyli Andyjski i 3) północny w prowincji Salta, który ciągnie się na północ do środkowej części Boliwji, obszar sub-andyjski. Produktywnym do dziś jest tylko pierwszy obszar, a drugi i trzeci, które obejmują strefę na kilka stopni geograficznej szerokości, pozostają bez rozwoju tylko wskutek przyczyn ekonomicznych.

Obszar Comodoro-Rivadavia na terytorjum Chubut (pomiędzy 45° a 47° południ. szer.) został odkryty w r. 1908 przypadkowem wierceniem na wodę; żadnych naturalnych przejawów ropnych w tej miejscowości nie znano. Ropna serja, która na powierzchni ziemi nigdzie tu nie występuje, należy do grubych piaskowców z łupkowatemi iłami wieku kredowego (senon), leżących niezgodnie na starych łupkach i granitach i pokrytych również niezgodnie warstwami eocenu i neogenu z pokładami skamielin i wulkanicznych tufów. Ropna serja leży bardzo spokojnie, prawdopodobnie w postaci płaskich kopuł. Ropne poziomy były nawiercone na głębokości około 600 m; ropa należy do gatunku ciężkich (0,920—0,940) asfaltowej bazy z małą wydajnością benzyny (do 3%). Szyby często samoczynne z ogromną ilością gazu; wydajność wynosi około 100 baryłek dziennie na szyb (około $1\frac{1}{2}$ wagona); w r. 1917 dwadzieścia pięć szybów na jednem z pól dawały dziennie 4.000 baryłek ropy (57 wagonów). Silne dopływy słonej wody były spotykane na głębokościach 350 i 435 m; gazy na głębokościach 150 i 400 m. Stosunki tektoniczne są podobne do stosunków w Mid-Continent w Stan. Zjedn. i pola najwięcej pomyślne do wierceń mogą być wybrane bez wielkiego ryzyka; warunki transportu do głównych światowych rynków są nader pomyślne.

Produkcja w ostatnie lata utrzymuje się na wysokości 170—180 tysięcy ton rocznie, w r. 1920 — 1.665.989 baryłek, w r. 1921 — 1.747.000 baryłek.

W prowincjach Mendoza i Neuquen na granicy z Chile ropne pokłady należą do warstw retyckich (górny trias); nie zważając na kilka dokonanych tu wierceń (Cacheuta, Covanco, Huincul) dodatnich rezultatów do dziś dnia nie otrzymano. W Cacheuta w r. 1908 dwa otwory były doprowadzone do głębokości 800 m; jeden otrzymał gaz, drugi ropę w ilości około 2 ton dziennie; ropa lekka (0,846) parafinowa. Na południe od Cacheuta w latach 1908—1913 wykonano 9 wierceń, jedne do 1.105 m; produkcja była określona na 210 ton dziennie, lecz trudności transportowe stoją na przeszkodzie rozwojowi przemysłu, chociaż obszar jest przecięty linją kolei żelaznej Trans-Andyjskiej.

W północnej Argentynie i Boliwji strefa naftowa leży na wysokości 10.000—12.500 stóp nad poz. morza na wschód od głównego pasma Andów. Wycieki ropne i złoża asfaltu są rozpowszechnione na tej strefie w departamentach Oran i Jujuy prow. Salta w Argentynie i w Tarija, Sucre i Santa Cruz w Boliwji. Ropa z naturalnych źródeł

należy do wysokiego gatunku lekkich (0,818—0,795) i ciężkich (0,933—0,891) parafinowych rop, w ciężkich z domieszką asfaltu. Pierwsze wiercenia, do głębokości 70 m, nie dały pomyślnych wyników. W roku 1912 jeden z szybów w Boliwji spotkał na 157 m znaczny dopływ lekkiej ropy. W Argentynie w Capiazuti (Salta) rząd przeprowadził dwa wiercenia w r. 1918; jednym, na głębokości 328 m, były otrzymane tylko gazy.

Ropa podporządkowana tu tak zwanej „ropnej formacji“ piaskowców i łupków miąższości do 2.000 m, prawdopodobnie wieku kredowego; na tej serji leży zgodnie serja wapieni i dolomitów bez wątpienia kredowych i piaskowców trzeciorzędowych. Cały kompleks tych utworów silnie pofałdowany i złuskowany; jednemu z podłużnych uskoków, czyli linji anormalnego kontaktu (Sierra de Aguargüe) stale towarzyszą wycieki i źródła ropy. Tektoniczne stosunki tej pofałdowanej strefy są zupełnie inne, niż spokojne formy geologicznej budowy na wybrzeżu Atlantyku w Comodoro-Rivadavia. Przemysłowemu zbadaniu tej strefy, pomimo warunków ekonomicznych, a zwłaszcza trudności transportowych, stoi na przeszkodzie brak odpowiednich geologicznych badań.

Na południowym krańcu Argentyny około Punta Arenas w Patagonji oddawna są znane przejawy ropne, lecz cały ten obszar nie jest jeszcze zbadany.

ROZDZIAŁ XII.

NAGROMADZENIE ROPY W ZŁOŻA PRZEMYSŁOWEJ WARTOŚCI.

Geneza samej substancji ropnej pozostaje dotychczas zagadnieniem omawianem bardzo żywo w literaturze geologicznej i chemicznej [1]). Geologowie badają, czy pierwotny materjał ropy jest pochodzenia organicznego, czy nieorganicznego; chemicy zaś dążą do zbadania fizyko-chemicznych procesów, wskutek których pierwotny materjał zostaje przetworzony w ropę, gaz czy też inne bitumiczne produkty. Geologja stosowana ma na widoku inne zadanie, zwłaszcza prawa i przyczyny nagromadzenia ropy w złoża przemysłowej wartości. Zestawienie faktycznego materjału dla głównych pól naftowych pozwala dojść do niektórych ogólnych wniosków.

Litologiczne cechy ropnych seryj. Złoża ropne i bitumów o przemysłowej wartości znajdują się pośród utworów osadowych. Wypadki odnajdywania asfaltu i płynnej ropy w skałach wybuchowych zależą albo od przypadkowej infiltracji bitumów w takie skały ze strony otaczających je utworów osadowych z zawartemi w nich złożami ropnemi (jak w granitach Ventura w Kalifornji, w zasadowych skałach Thrall Field, Texasie, pośród margli Taylor, w żyłach w Colorado, w bazaltach w Auvergne, w doleritach Furbera, Meksyku, w serpentynach na wyspie Kubie i t. d.), albo od procesów rzeczywistego wyniesienia węglowodorów z głębokości (jak w rudnych złożach Gröngesberg, Dannemora, Kongsberg). Te właśnie wypadki stwierdzają, że węglowodory, które zostały stwierdzone razem z innemi gazowemi produktami w związku z czynnikami wulkanicznej natury (zgodnie ze znanemi doświadczeniami i obserwacjami Bruna, Arm. Gautier i innych [2]), mogły być wyzwolone i podczas minionych

[1]) Höfer, Das Erdöl und seine Verwandten. 4 Auflage, Braunschweig, 1922 236—318.

[2]) A. Brun, Recherches sur l'exhalaison volcanique. Genève, 1911.

Arm. Gautier, Les eaux minérales et leur rapport avec le volcanisme. Ann. des mines, X sér., t. IX livr. 3, 1906.

geologicznych epok przez masy intruzywne głębinowe, z któremi są związane takie złoża. Niektóre lokalne zjawiska, jak np. niewielkie ilości ropy koło intruzji skał wybuchowych pośród łupków bitumicznych w Szkocji, zasługują na bardzo dokładne badania, lecz nie mogą tłumaczyć skupień ropy w wielkich jej złożach.

Facialne cechy ropnych seryj. Złoża ropy i bitumów nie są znane pośród utworów głębokowodnych, które były osadzone w wielkich geosynklinach, następnie przekształconych w najbardziej gwałtownie pofałdowane partje górskich grzbietów. Złoża ropne znajdują się przeważnie wzdłuż brzegów takich geosynklin, w miejscach częstego wahania linji brzegu, lecz w warunkach stałej równowagi pomiędzy ogólnem zanurzaniem się podłoża i sedymentacją, czyli osadem na nim nowych utworów. Serje ropne i bitumiczne są utworami brzeżnemi i lagunowemi, naogół płytkiego morza. Serje te są często przewarstwowione utworami węglowemi i solnemi lub stopniowo przechodzą w takie utwory tak w kierunku pionowym, jak i poziomym.

Faktyczny materjał pól naftowych głównych ropnych terenów (Apalachy, Mid-Continent, Meksyk, Kalifornja, Pechelbronn, Kaukaz, Rumunja, Birma, Sumatra, Borneo i inne) potwierdza najzupełniej tę tezę. Litologiczne cechy utworów ropnych seryj, a zwłaszcza uwarstwowienie nieprawidłowe i przekątne, pręgi faliste i ślady ściekowe, hieroglify i inne, stwierdzają, że utwory te czasowo całkowicie wychodziły ponad poziom morza. Szczątki ryb, jak np. w menilitowych łupkach Karpat i odpowiednich faciesach Kaukazu, należą do gatunków, trzymających się wybrzeży; szczątki roślinne, zwykle obfite w skałach seryj ropnych, jak również i skorupki muszli lądowych i słodkowodnych, naprz. w serji produktywnej Baku i w utworach pliocenu Rumunji, stwierdzają bliskość lądu. Pośród ropnych seryj zasługują na uwagę często zjawiające się utwory organogeniczne, jak łupki diatomowe i foraminiferowe Kalifornji, spongolity i warstwy foraminiferowe Kaukazu, prawdopodobnie też menility łupków tej serji w Karpatach, rogowce na Borneo i t. d.

Regjonalność ropnych złóż. W przekroju pionowym ropne poziomy na każdym ropnym obszarze w wielu wypadkach powtarzają się wielokrotnie; ropne poziomy na większej przestrzeni, a często i na jednem polu nie są podporządkowane jedynie jednemu stratygraficznemu poziomowi. Ropne złoże jest zwykle podporządkowane ropnej serji utworów, obejmującej czasem kilka stratygraficznych poziomów, lecz o niejednakowej przemysłowej wartości.

W kierunku rozciągłości warstw, a więc w kierunku poziomym, utwory ropne nie są zjawiskiem miejscowem, a odwrotnie zjawiskiem r e g j o n a l n e m. Ropne złoża zwykle nie są zjawiskami sporadycznemi, a odwrotnie są rozpowszechnione na znacznej przestrzeni, lecz

stopień koncentracji, czyli skupienia, ropy na takim obszarze jest bardzo niejednakowy.

Regjonalność ropnych złóż świadczy, że rozmieszczenie samych obszarów zależało od geologicznych warunków w szerokiej geograficznie skali, które powtarzały się w pewnych odstępach czasu. Natomiast niejednakowy stopień koncentracji ropy w granicach nawet jednego obszaru świadczy, że akumulacja ropy w złoża przemysłowej wartości zależała od przyczyn lokalnych, jak układ serji ropnej, litologiczne własności ropnego pokładu-zbiornika, tektonika miejscowa danej serji i t. d.

Każde ropne złoże, a tem bardziej większe jest zjawiskiem anormalnem na tle szerokiego (regjonalnego) rozpowszechnienia pierwotnego materjału złoża. Jest to prawo ogólne dla nagromadzenia w skorupie ziemskiej wszystkich minerałów. Zrozumieć dane „złoże" —jest to poznać stosunek pomiędzy warunkami regjonalnemi i lokalnemi, często nawet indywidualnemi dla danego złoża.

Stąd powstaje pierwsza zasada praktycznej geologji, oparta na ścisłej wiedzy i doświadczeniu,—nie kierować się doświadczeniem, nabytem nawet podczas długoletniego badania i odbudowy jednego złoża, przy innych złożach tejże kopaliny bez krytycznego uświadomienia warunków ogólnych (regjonalnych) i miejscowych (lokalnych) tego nowego objektu. Wskutek zaniechania tej najprostszej zasady, którą można uważać za zasadę zdrowego rozsądku, powstało wiele omyłek geologicznych, okupionych w następstwie grubemi kosztami[1]).

Pokłady - zbiorniki ropy. Najlepszemi ropnemi zbiornikami w każdej ropnej serji są piaski, piaskowce, konglomeraty i porowate, dolomitowe wapienie.

P o r o w a t o ś ć skał, czyli stosunek objętości całej skały do objętości wszystkich por określa się przez różnicę wagi wziętego okazu w stanie suchym i w stanie pełnego nasycenia wodą i zależy od wielkości i formy ziaren skały i stopnia ich zcementowania. Największa porowatość jest przy zupełnie sferycznych kształtach ziaren i ich jednakowej wielkości; najmniejsza będzie przy ziarnach kanciastych i nierozsegregowanych. Piaski, zawierające razem z większemi ziarnami drobne, a zwłaszcza cienkie ziarna gliny, mają porowatość zmniejszoną. Doświadczony wiertacz może określić stopień porowatości przez dotykanie; rzeczywiście, może być w ten sposób porównana obecność gliny i wielkość ziaren. Piasek bardzo drobny może mieć porowatość nie mniejszą od porowatości piasku grubego, lecz w takich piaskach pory mogą być o wielkości już subkapilarnej i płyn utrzymuje się w skale przez siłę włoskowatości.

---

[1]) Zdrowe myśli w tym kierunku były oddawna wypowiedziane przez prof. W ł a d. S z a j n o c h ę, Die Erdölvorkommen in Galizien im Lichte neuer Erfahrungen. Petroleum Zeitschr, № 10, 1911.

Piaskowce, wskutek znacznej często cementacji ziaren, mają porowatość mniejszą od piasków i nie mogą zawierać większych ilości ropy, o ile nie są szczelinowatemi. Łupki i margle mają pory zbyt cienkie, aby zawierać w nich znaczną ilość ropy, o ile także nie są szczelinowatemi, jak np. krzemionkowe łupki serji Monterey w Santa Maria w Kalifornji, lub łupki Florence field w Kolorado, łupki w Creek field, Wyoming.

Porowatość skał musi być określoną w każdym poszczególnym wypadku. Teoretyczna porowatość skały, złożonej z prawidłowych sfer jednakowej wielkości i ułożonych w możliwie najszczelniejszy sposób (tetraedryczny) jest 25,9%; prawidłowe ziarna ułożone jak najluźniej (kubicznie) dają porowatość 47,6%. Taka teoretyczna porowatość nie zależy od wielkości ziaren. W rzeczywistości piaski mają porowatość od 15 do 35%; piaskowce—5 do 15%, konglomeraty — do 30%, łupki—od 2 do 10%; wapienie—od minimalnej do 35%, kwarcyty—0,5%. Oczywiście mechaniczna deformacja skał, które uległy znacznym tektonicznym wpływom, może zmieniać porowatość skał; w formach siodłowatych mogą powstawać nietylko szczeliny, lecz skały mogą także ulec znacznemu rozluźnieniu, a więc i rozszerzeniu por. W serjach ropnych Baku, które nie uległy znacznej tektonice, porowatość piasków waha się około 25%; piasek Bartlesville w Oklahoma ma porowatość około 20%; Nacatoch sand w Texasie—16,6 do 34,2%.

Trudno powiedzieć, jaka cienkość ziaren jest ujemną dla porowatości. Piaski na polach Sunset-Midway w Kalifornji mają ziarna mniejsze od 200 „mesh", t. j. przechodzą przez siatkę o 200 otworach na jednym kwadratowym calu; piaski bakińskie przechodzą przez siatki 80—200 „mesh".

Porowatość skały nie określa jeszcze stopnia jej nasycenia ropą, bo stopień nasycenia zależy od ciśnienia, w którem znajduje się dany pokład, od ciśnienia gazowego w nim, od lepkości ropy, od temperatury. Stopień nasycenia, o ile nie może być określony eksperymentalnie, przyjmują na 60 — 75% od porowatości; w Stanach Zjednoczonych naogół przyjmują, że stopień nasycenia wyraża się w 10% od objętości ropnego pokładu; takie teoretyczne nasycenie przy obliczeniu na ropę daje 776 baryłek na akro-stopę piasku. Według innych przyjmuje się 1 gallon ropy na 1 stopę sześcienną piasku (13,3% teoretyczne nasycenie), czyli 1000 baryłek na akro-stopę.

W Polsce, według inż. Petit, nasycenie „piasków" często wynosi około 15% od objętości skały.

Jest również różnica pomiędzy nasyceniem skał ropą i zdolnością ich do oddawania tej ropy, czyli wydajnością skały. Zwykle ze skały można otrzymać zaledwie od 50—75% zawartej w nich ropy, a według zdania niektórych badaczy, procent wydajności upada znacznie niżej niż 50%, nawet do 10%.

Następująca tablica daje procentową ilość ropy, która pozostaje, według doświadczeń w pracowniach[1]) w piaskach pierwotnie nasyconych ropą i następnie pozostawionych osączeniu:

ROPA	PIASEK	Ilość dni drenowania piasku	Ropa w % od nasycenia piasku, pozostała w nim
1. Bradford, Penns. c. gat. 0,818	gruby	26	15,0
2. " " " "	cienki	26	21,0
3. California, c. gat. 0,903	gruby	42	24,0
4. " " "	cienki	43	42,0
5. " " 0,972	gruby	73	30,5
6. " " "	cienki	73	53,0

Takie doświadczenia z ropami i piaskami, lecz z zastosowaniem, oprócz osączenia naturalnego, jeszcze ciśnienia zgęszczonego powietrza wykazały, że procent ropy pozostałej zmniejszał się w drugim wypadku do 17,5%, a w czwartym do 28%. Przy ropach ciężkich, w tym wypadku, otrzymywano wydajność większą. Te doświadczenia nie mogą wytłumaczyć wszystkich warunków naturalnych, lecz stwierdzają, że ciśnienie, a więc i głębokość, na której spotykamy ropne poziomy, ma znaczny wpływ na wydajność szybów. Z drugiej strony małe wydatki przy pompowaniu płytkich szybów o małej wydajności często najzupełniej kompensują większą wydajność głębokich szybów, lecz i większy nakład potrzebnej energji. Piaski, przemywane wodą, jak przy zastosowaniu systemu „flooding", mogą oddać znacznie większą ilość ropy; w Rosji stosują zupełnie trafne określenie „piaski wypłókane" („promytyje pieski") dla oznaczenia piasków, zawierających dziś tylko ślady ropy, jako resztki po przepłókaniu ich wodą, która dostała się do ropnego pokładu. Wydajność piasków zależy nietylko od porowatości i nasycenia, lecz również od stopnia płynności ropy, więc także od temperatury i ciśnienia.

Ścisłych dat do stosunku pomiędzy wydajnością i nasyceniem nie mamy; za najbardziej dokładne można uważać liczby, które otrzymano w Pechelbronn, dzięki zastosowaniu na starych polach naftowych podziemnej odbudowy. Według tych danych, szyby w Pechelbronn wydały zaledwie 16,6% nasycenia piasków, czyli po eksploatacji szybami, ropne pola zawierały jeszcze 84% ropy (str. 109). Inż. de Chambrier zrobił przy mnie w Pechelbronn doświadczenie wyługowania ropnych piasków zapomocą gorącej wody; piaski, drenowane zapomocą podziemnych chodników, nie oddają pozostającej w nich ropy

[1]) Lewis, Methods for increasing the recovery from oil sands. Bureau of Mines, Bull. 148, 1917.

przez przepłókanie ich zimną wodą przy normalnem ciśnieniu, natomiast w zupełności oddają ropę w słabym prądzie wody gorącej. Możebne, że zczasem można będzie zastosować sposób zupełnego wyciągania ropy z pokładów w odpowiednich warunkach zapomocą pary, jak to zostało zastosowane do złóż asfaltowych w Utah (str. 81). Teoretycznie taki sposób najzupełniej nadaje się również do złóż ozokerytu, a praktycznie jest możebnym przypuszczalnie dla złóż ozokerytu w porowatych wapieniach Fergany (str. 135).

W Stanach Zjednoczonych przyjmują, że na polach West Virginia ilość ropy pozostałej stanowi 25% nasycenia, na polach Kalifornji — 40—60%, w Pensylwanji — do 90%; naogół przyjmują, że ilość ropy pozostałej waha się od 25% do 85—90%, według innych badaczy—pomiędzy 36—60%. Wszystkie takie obliczenia polegają na porównaniu całej produkcji pewnego pola z przypuszczalnem nasyceniem piasków na tem polu.

Na podstawie przeprowadzonych doświadczeń, w Stanach Zjednoczonych naogół przyjmują przeciętnie:

	Przypuszczalna porowatość skał	Odpowiednia zawartość (teoretyczne nasycenie) ropy w baryłkach na akro-stopę
Pola Apalachskie	12,5%	970
Illinois i Mid-Continent . . .	17,5%	1.378
Pola Kalifornji	25,0%	1.940

Jednak rzeczywista wydajność tych pól jest znacznie mniejszą. Miąższość ropnych pokładów niezawsze odpowiada miąższości piasków rzeczywiście nasyconych ropą; w każdym pokładzie można wyodrębnić jeszcze partje rzeczywiście ropne, które często mają postać soczewic, czyli „pay streaks“, jak mówią w Ameryce (opłacające się pasy). Naprzykład na polach Bradford w Pensylwanji przeciętna miąższość pokładu ropnego wynosi około 45 stóp, lecz rzeczywiście opłacająca się grubość tego pokładu jest zaledwie 3 stopy, w Illinois przy grubości pokładu 25 stóp piasek opłacający się wynosi tylko 2 stopy; w Kern River w Kalifornji z piasków miąższości od 200 do 300 stóp piasków nasyconych jest tylko 20 stóp. W Kalifornji praktyka wykazała, że przeciętna, praktyczna wydajność piasków odpowiada nie więcej, jak 15—20% teoretycznego nasycenia, a więc nie 1940 baryłek, a $\frac{7760}{100} \times 15 = 1164$ baryłki. Na polach Apalachskich do obliczeń przyjmują, że praktyczna wydajność stanowi 4,5% teoretycznego nasycenia, a więc nie 970 baryłek na akro-stopę, jak podano wyżej, a $\frac{7760}{100} \times 4,5 = 350$ baryłek; w Oklahoma praktyczną wydajność przyjmują na 6,5% od teoretycznego nasycenia, więc nie 1378 baryłek, a $\frac{7760}{100} \times 6,5 = 504$ baryłki.

Mogą być znaczne wahania się w wydajności dla różnych części tego samego pola, zależne nie od technicznych warunków eksploatacji, a tylko od przyczyn naturalnych. Mały ucząstek na szczycie siodła lub kopuły może mieć wydajność znacznie większą, niż ucząstek, położony na skrzydłach tych wypiętrzeń Ilość ropy, zawartej w piaskach na jednostkę powierzchni, może być jednakową, lecz warunki wydajności (gazowe ciśnienie) mogą być różne. Na polach Coalinga i Midway w Kalifornji wydajność ucząstków waha się od 1,4 do 43,3%; takie różnice nie mogą być tłumaczone tylko przez omyłki w określeniu miąższości pokładów i powierzchni eksploatowanej, a muszą zależeć od różnicy w porowatości poszczególnych partyj pokładów, ich nasycenia i gazowego ciśnienia. Określenie więc zapasu ropy w złożu metodą „nasycenia" (saturation method) można stosować z bardzo wielkiemi zastrzeżeniami wskutek: 1) niedokładności w określeniu miąższości „opłacającej się partji" pokładu; 2) trudności obliczania objętości por, wskutek zmiennej porowatości; 3) praktycznej niemożliwości oszacowania stopnia wydajności piasków.

Luźne ropne piaski, jak w Kalifornji, Baku i w Rumunji (Moreni, Baicoi) zostają wytłoczone i wypompowane razem z ropą w ilości do 50% całej wydobytej masy. Według zdania niektórych geologów i techników, piaski ropne mogą zawierać w niektórych wypadkach więcej ropy, jak piasku, czyli piaski mogą być przesycone ropą, jak kurzawki, co jednak byłoby tylko możebne przy syngenetycznem utworzeniu się piasku i ropy.

W zależności od miąższości ropnych poziomów i ich ilości, zwiększa się i ilość ropy na każdem polu. Przy jednakowych warunkach, jak: litologiczny charakter pokładów, gazowe ciśnienie itd., pokłady o większej miąższości są naturalnie więcej wydajnemi od pokładów cienkich. Natomiast cienki pokład o znacznej porowatości, czyli gruboziarnisty, może mieć wydajność znacznie większą, niż pokład gruby o cienkiem ziarnie.

Porowate pokłady przy wysokiem gazowem ciśnieniu oddają ropę prędko i życie szybów na takich pokładach jest krótsze, niż życie szybów na pokładach słaboporowatych. Długość życia nie jest jednak wyrazem wydajności; znakomite wybuchowe szyby z wapieni w Texasie, jak w Spindletop, dawały do 60.000 baryłek dziennie, lecz prędko były wyczerpane; natomiast bardzo wydajne szyby z wapieni Tamasopa w Meksyku mają życie znacznie dłuższe.

Przy obliczeniu, oczywiście, bardzo przybliżonem ilości ropy, która może być zamagazynowana w jej podziemnym zbiorniku na pewnem polu naftowem, musimy uwzględnić: 1) ilość ropnych pokładów, 2) ich miąższość, 3) porowatość skał ropnych, 4) przestrzeń, pokrytą każdym pokładem, 5) gazowe ciśnienie. Przestrzeń, a więc i objętość ropnych pokładów, może być obliczona na podstawie tylko

dokładnych geologicznych przekrojów i mapy, dającej kontury każdego z pokładów. Dla prawidłowo ukształtowanych złóż, jak wiele amerykańskich, niektóre rosyjskie, takie obliczenia mogą być przeprowadzone, lecz w każdym razie tylko dla złóż już w znacznym stopniu wyeksploatowanych; dla złóż nowych, dopiero wchodzących w stadjum eksploatacji, wartość takiej metody jest bardzo wątpliwą.

Najtrudniej obliczalne jest gazowe ciśnienie i jego wpływ na wydajność ropnego pokładu.

Znaczna ilość gazu w ropnym pokładzie mogłaby świadczyć, że objętość por jest znacznie większą od objętości wydanej ropy, bo część por może być wypełnioną przez gaz, zwolniony z ropy i mechanicznie z nią związany. Doświadczenia wykazały jednak, że nadmiar gazu można otrzymać z piasków zupełnie nasyconych ropą, jak również, że w wypadku niepełnego nasycenia ropą piasków znaczna ilość ropy może pozostawać w piaskach; niezawsze i techniczne zabiegi w kierunku zwiększenia ciśnienia w ropnym pokładzie mogą doprowadzić do znacznego zwiększenia wydajności.

Nadmierna wydajność jakiegoś szybu lub nawet uczą stka wpływa często na przesadne oszacowanie oczekiwanej wydajności całego pola, którego przeciętna wydajność jest zawsze mniejszą, ponieważ wysoka wydajność jest zwykle zjawiskiem nieprawidłowem i wyjątkowem.

Stosowanie metody nasycenia do obliczenia zapasu ropy na pewnem polu musi w poszczególnych wypadkach uwzględniać jeszcze inne poprawki, jak wielkość strefy naturalnego wyczerpania pokładów około ich wystąpienia na powierzchnię ziemi, tektoniczne zaburzenie ich (naprz. uskoki). Ilość ropy, obliczanej na akr czy morgę powierzchni ziemi, zależy jeszcze od upadu warstw na tej przestrzeni; w miarę zwiększania się kąta upadu zwiększa się i powierzchnia pokładu, której rzutem na poziomą płaszczyznę jest akr czy morga. Są specjalne tabelki do określenia zwiększania zapasu ropy w miarę zwiększania się upadu.

Stosunek do warstw nieprzepuszczalnych. W każdem złożu ropnem pokłady-zbiorniki leżą pomiędzy warstwami w spągu i w stropie, które są nieprzepuszczalne dla ropy i wody; takiemi warstwami są zwykle łupki, cementowane piaskowce, gliny i margle, lub zbite wapienie. Miąższość takiego nadkładu nie może być znacznie redukowaną bez ujemnego wpływu na ilość i jakość ropy, wskutek możebnego utlenienia (osmołowanie i asfaltyzacja ropy) i wyparowania ropy; w wypadkach wielkiej szczelinowatości warstw nadkładu, poziom ropny może być zawodniony przez infiltrację wody z powierzchni. Również warstwy niedostatecznie oporne pod ropnym pokładem mogą być przyczyną zawodnienia ropnego poziomu z dołu.

Podziemna budowa pól naftowych. Drugim czynnikiem ukształtowania złóż i ich rozmieszczenia, przy jednakowych litologicznych cechach seryj ropnych jest podziemna budowa pól naftowych; podziemna budowa stwarza również pomyślne albo niepomyślne warunki do poszukiwania na ropę.

Mieliśmy przykłady złóż, złączonych ze wszystkiemi możebnemi formami geologicznej budowy: 1) fałdy antyklinalne, proste i złożone, normalne, asymetryczne i przewalone; 2) fałdy synklinalne takich samych kategoryj; 3) monoklinalne upady i fleksury; 4) formy brachyantyklinalne, czyli kopuły; 5) formy, związane z wypiętrzeniami mas solnych i wulkanicznych; 6) uskoki, kombinowane ze wszystkiemi poprzedniemi formami; 7) formy soczewic i wężykowatych złóż, jako wyniki procesu samej sedymentacji. W Mid-Continent widzieliśmy formy fałd, wysokość których (od poziomu osi synkliny do poziomu osi antykliny) nie przekracza 200 stóp; samo skonstatowanie takiego łagodnego pofałdowania warstw, może być dokonane tylko zapomocą instrumentalnych, dokładnych zdjęć. W Kalifornji wysokość fałd wynosi do 5000 stóp, w Karpatach polskich i rumuńskich pofałdowanie osiąga nadzwyczajnego napięcia do stopnia płaszczowin i łusek. Jedne formy, jak w Oklahomie, Wyomingu, Surachanach, Bibi Ejbacie, Groznym, są to formy zakryte, gdzie kierunek upadu, w miarę biegu fałdu, zmienia się, inne znowu pozostają odkryte, lub też osie fałd zanurzają się, albo wychodzą w powietrze tylko na większych przestrzeniach, tak jak przeważna część fałd w Karpatach.

Różne formy często kombinują się pomiędzy sobą, jak to widzieliśmy w Coalinga, lub Sunset-Midway w Kalifornji.

Porównywując ze sobą złoża niektórych dużych obszarów, jak Kaukaz, Oklahoma, Texas i Kalifornja, daje się zauważyć dość wyraźnie, że spokojne formy tektoniczne są bardziej pomyślne dla wydajności złóż, niż formy skomplikowane. W Stanach Zjednoczonych ustalono nawet pewne stosunkowe znaczenie typów pofałdowania na wydajność złóż: 1) kopuły (dome structure), 2) tarasy, czyli zgięcia o typie fleksury (fałd monoklinalny), 3) zanurzające się partje antykliny (nose or plunging anticline), 4) warstwy, upadające monoklinalnie, czyli jednakowo, 5) soczewice, jako formy stratygraficzne.

Na Kaukazie można zanotować większą wydajność na kopułach (Surachany, Bibi-Ejbat) i na zanurzających się partjach antyklin (Bałachany).

W Karpatach spokojniejsze, tektoniczne formy nie są najpomyślniejszemi do gromadzenia ropy w większe złoża; najbogatsze złoża w Karpatach, jak Borysławskie, Moreni-Baicoi, Bustenari są bardziej skomplikowane tektonicznie, niż mniej bogate złoża w Zachodniej Małopolsce, jak też i złoża Runcu, Arnabaszi i innych w Rumunji.

Blumer[1]) kładzie nacisk na różnicę w tektonicznych formach pomiędzy obszarami fałdowemi (Faltenland) i płytowemi (Tafelland); do pierwszych zalicza on takie formy złóż, jak na siodłach, na skrzydłach fałd symetrycznych i asymetrycznych; do obszarów zaś płytowych geolog ten zalicza uwarstwowienie poziome na znacznych przestrzeniach, lub łagodne upady warstw w jedną stronę, czasem słabą ondulację warstw lub słabe ich wypiętrzenie. Złoża pierwszego typu, do którego należą bardzo liczne obszary naftowe, zajmują, według Blumera, znacznie mniejsze przestrzenie, niż mniej liczne złoża typu płytowych obszarów, do którego można zaliczyć tylko pola Mid-Continent, Ohio i Illinois. Chociaż rozmiary powierzchni obszarów, przytaczane przez tego autora, nie są współmierne, bo dla Kaukazu, Karpat i innych podaje on tylko poszczególne pola, a dla Mid-Continent całe obszary pól, naogół jednak można przyjąć, że niektóre grupy pól w Oklahoma i Kansas zajmują przestrzenie, bardzo znacznie przewyższające obszary pól naftowych w warstwach pofałdowanych.

O ile na obszarach pofałdowanych uwidocznia się pewien stosunek pomiędzy rozmieszczeniem złóż i tektonicznemi formami (złoża na siodłowych linjach, skrzydłach siodeł, przed czołem nasunięcia, około wypiętrzeń solnych, nawet wypiętrzeń skał wybuchowych), to na obszarach o bardzo łagodnem zaburzeniu warstw, taki stosunek jest mniej wyraźnym. Lecz rozmieszczenie pól ropnych na obszarach płytowych zależy również od tektonicznych tarasów, od kopuł, od bardzo słabych fałd, nawet od pierwotnych nachyleń warstw i w takim samym stopniu, jak na obszarach pofałdowanych, od własności litologicznych ropnych seryj.

W rozmieszczeniu złóż ropnych na obszarach pofałdowanych i płytowych niema zasadniczej różnicy, któraby nie wypływała w zależności od stopnia zaburzenia warstw w jednym i w drugim wypadku. Ten stopień zaburzenia określa i techniczne warunki eksploatacji złóż, a w szczególności ich poszukiwań, trudniejszych na obszarach pofałdowanych.

W Mid-Continent w r. 1914 zwrócono uwagę, że słabe antyklinalne fałdy czyli ondulacje seryj ropnych znajdują się w niektórych wypadkach bezpośrednio nad „pogrzebanemi“, podziemnemi, topograficznemi wypiętrzeniami, które są ostatniemi śladami geologicznej budowy podłoża ropnej serji[2]). Grupy najbogatszych pól naftowych w Oklahoma i Kanzas (Cushing field, Healdton field i inne) leżą nad

[1]) Blumer, Die Erdöllagerstätten und übrigen Kohlewasserstoffvorkommen der Erdrinde. Grundlagen der Petroleumgeologie, 1922.

[2]) Powers, Reflected buried Hills and their Importance in Petroleum Geology. Econ. Geol., № 4, 1922.

Monnett, Possible origin of some of the Structures of the Mid-Continent Oil Field. Econ. Geol., № 3, 1922

„granitowym grzbietem“ podłoża (rys. 8), który do pewnego stopnia topograficznie odzwierciadla się na budowie pokrywających go utworów. Niejednakowa sedymentacja nad takim grzbietem i jego bokami i następny niejednakowy stopień zmniejszania objętości podczas usychania i stwardniania osadów nad grzbietem i jego bokami prowadzą do ukształtowań, które są podobne do pofałdowania, nie będąc w rzeczy samej wynikiem zjawisk tektonicznych. Przypuszczają, że i pola ropne Meksyku, wydłużone w postaci wąskiego pasa, są położone nad pogrzebaną topograficzną bródą z wapieni Tamasopa. Takie wypiętrzenia mogły następnie odgrywać rolę barjery przy dalszych słabych ruchach, pokrywających je epikontynentalnych utworów i prowadzić do zlokalizowania ropy w tych utworach, lub służyć same, jako zbiornik ropy (brózda Tamasopa).

Wzajemny stosunek fałdowań i innych dyslokacyj starszych i młodszych w dzisiejszej budowie obszarów pofałdowanych, podkreślony tak dobitnie w swoim czasie przez Suessa i Bertranda, spowodował dziś na obszarze Karpackim dążenie do odtworzenia śladów takich generacyj budowy [1]).

W braku jeszcze dokładnej znajomości budowy wszystkich części Karpat, poglądy w tym kierunku nie zostały skrystalizowane w sposób przekonywujący. W Karpatach tak polskich, jak i rumuńskich, geologowie zgodnie twierdzą, że poprzeczne depresje (zagłębienia) podłoża mają związek ze zjawiskiem większego spływania w kierunku nazewnątrz poszczególnych fałd (a więc i płaszczowin). Następne wypiętrzenie (elewacja) takiej partji o znacznej miąższości wynosi na powierzchnię ziemi najgłębsze jej członki (fałdy pokuckie na miejscu depresji Kosmacza i Delatyna, według Nowaka, Świderskiego). Jednak możebną jest i inna interpretacja tychże stosunków, a mianowicie, że najwięcej nagromadzone, pofałdowane i wyniesione partje odpowiadają nie miejscom najsłabszego oporu, a odwrotnie miejscom starszych mniej więcej pasywnych mas; gdzie niema oporu bocznemu ciśnieniu, powstają fałdy autochtoniczne na wolnej przestrzeni.

Jako oznaki takich pasywnych mas służą „brekcje płaszczowinowe“ w spągu serji nasuniętej i „skałki“, o ile one nie mogą stanowić porwaków, wyniesionych przez wodną erozję. Przyjmując, że wzdłuż brzegu Karpackiego mamy takie oznaki od Przemyśla ku południowemu wschodowi do Słobody Rungurskiej, musimy przyznać zupełnie bezstronnie, że „półwyspy“ (éperon, Sporn), jak Przemyśl-Rzeszów i wzdłuż rz. Czeremosza, nie usprawiedliwiają swojem poło-

---

[1]) Limanowski, O krzyżowaniu się łańcuchów Europy środkowej w Polsce. Sprawozd. P. I. G., I, 4—6, 1922. — Tołwiński, Dyzlokacje poprzeczne oraz kierunki poprzeczne w Karpatach polskich. Prace geograf. Romera, VI, 1922.— Teisseyre, Zarys tektoniki porównawczej Podkarpacia. Kosmos, XLVI, II—III, 1922 i inne liczne prace w wydawnictwach P. Inst. Geol.

żeniem lokalizowania na ich miejscu śladów starych pasywnych mas, a raczej rzecz miałaby się odwrotnie. Nie możemy twierdzić, by każdy półwysep „krawędzi fliszowej Karpat po jego denudacji" musiał przeobrażać się w szereg skałek [1]).

Tołwiński i inni (str. 164) zaznaczyli, że większe załamania w biegu Karpat zależą od dyzlokacyj poprzecznych z ich ruchami potomnemi. Zarysowuje się ogólny obraz zależności tektoniki Karpat od podłoża, ale jeszcze bardzo daleki od tego, aby na podstawie takich uogólnień można było rozwiązywać lokalne zjawiska, jakiemi są większe nagromadzenia ropy. O ile chcemy opierać się na faktach realnych, możemy tylko przyznać, że każde większe nagromadzenie ropy może być wynikiem skupienia jej z większej przestrzeni w granicach rozwoju pewnej serji roponośnej; niezawsze jednakowe formy tektoniczne są do tego najodpowiedniejsze. Należy zbierać jak najwięcej krytycznych, dokładnych spostrzeżeń i jak najmniej posługiwać się hipotezami i przypuszczeniami.

Przy formach, zdawałoby się, najpomyślniejszych różne przyczyny mogą wytwarzać ujemne wpływy, np.: charakter litologiczny serji, stopień cementacji skał, stosunki wodne, uskoki. Co do wpływu uskoków, to opinje są bardzo rozbieżne. Uskoki mogą mieć różne skutki: dodatnie, kiedy izolują pewne bloki od zawadniania i ujemne, kiedy rozbiły pole na uczątski i doprowadziły do naturalnego wyczerpania ropy. W Meksyku najbogatsze pola są położone wzdłuż uskokowych linij i, prawdopodobnie, geneza samych złóż jest związaną ze zjawiskiem uskoków około masywów wulkanicznych. W Karpatach zjawiska nasunięć, a więc i niektórych uskoków, nie mają bezpośredniego genetycznego związku z utworzeniem się nagromadzenia ropnego.

Zestawienie materjałów z wielkiej ilości złóż pozwala zauważyć, że każde złoże ma indywidualne cechy w stosunku do budowy tektonicznej, własności litologicznych i stratygraficznych ropnej serji, lecz w obrębie pewnych jednostek tektonicznych lub nawet w regjonach stratygraficzno-facjalnych można odróżnić poszczególne typy, np. borysławski, bitkowski, zachodnio-galicyjski. Naogół większe skupienia ropy i gazu znajdują się w górnych częściach każdego fałdu lub jakiejś nierównej zmarszczki uwarstwowionej seryj ropnych pokładów. Na polach Apalachskich jednak w wielu wypadkach wpływ budowy tektonicznej, czyli strukturalnych form jest mniej wyraźny, niż litologiczne cechy ropnych seryj. Rozmieszczenie wielu pól naftowych w tym regjonie zależy głównie od rozmieszczenia porowatych, mniej zcementowanych partyj w pokładach-zbiornikach; stąd pochodzi bardzo nieprawidłowa forma wielu pól i ich rozmieszczenie niezależne

[1]) Teisseyre, Zarys tektoniki porównawczej Podkarpacia, l. c., str. 414.

od zwykłych strukturalnych typów (pozastrukturalne typy — off structure, jak mówią tamtejsi przemysłowcy naftowi). Tłumaczy to również zjawisko, że kontury i rozmiary ropnych złóż na różnych poziomach jednej i tej samej serji w granicach jednego pola o tej samej tektonicznie budowie są często zupełnie inne i same złoża nie leżą nawet na jednej pionowej linji. Jeżeli w tym samym pokładzie co i ropa znajduje się i woda, to zajmuje ona zwykle dolne partje w fałdach lub zmarszczkach warstw; jeżeli jest tam również gaz, to dąży on do gromadzenia się nad ropą. Takie rozmieszczenie gazu, ropy i wody przy układzie w postaci fałdu powoduje skupienie wody na skrzydłach antykliny i w synklinie. Jeżeli pokłady nie zawierają wody, to ropa może skupiać się również i na skrzydłach i w synklinie (na polach około Pittsburgh, w Oklahoma, w Kalifornji).

Rozmieszczenie ropy, wody i gazu na polu ropnem. Takie rozmieszczenie ropy i wody, stwierdzone na wielu polach ropnych, służy, jako podstawa t. zw. antyklinalnej teorji, według której główną przyczyną takiego rozmieszczenia jest różnica w c. gat. gazu, ropy i wody. Następnie zostało stwierdzone, że ropa i woda mają niejednakowe napięcie powierzchowne, t. j. napięcie, wskutek którego każdy płyn dąży do najmniejszej objętości, jak w kroplach wody. Wskutek takiego napięcia, woda i ropa cisną się w szczeliny rozmiarów włoskowatych wbrew sile ciężkości, dowodem czego może służyć zwyczajny knot w lampie. Napięcie powierzchowne wody jest prawie trzy razy większe od napięcia ropy, więc i siła włoskowatości jest większą dla wody trzy razy; również siła ta wzrasta w miarę zmniejszenia przecznicy por. Woda więc posuwa się prędzej od ropy w cienkich porach, wywierając ciśnienie na ropę i gaz i wyciskając zupełnie gaz z włoskowatych por oraz zmuszając gaz i ropę do skupiania się w porach i szczelinach. Włoskowatość nie może dokonywać się w porach i szczelinach większych (nadkapilarnych); woda z takich por przecieka naokoło w partje o kapilarnych porach, ustępując miejsca w porach nadkapilarnych ropie i gazowi.

Włoskowatość czyli napięcie powierzchowne zmniejsza się z podwyższeniem temperatury, a więc i głębokości; na głębokości 5000 metrów, przy gradiencie 30 m temperatura jest na tyle wysoką, że włoskowatość jest już o połowę mniejszą. Włoskowatość węglowodorów lekkich nie w takim stopniu zmniejsza się, jak włoskowatość wody, w miarę głębokości, więc na głębokości 4000 — 5000 m jest możebne, że napięcie powierzchowne wody i ropy jest prawie jednakowe, a więc proces kapilarnej koncentracji ropy i gazu może uskuteczniać się do głębokości najwyżej 4000 — 5000 m. W warstwach na większych głębokościach ropa musi być bardziej rozproszona, o ile nie była już skupiona, gdy utwory te znajdowały się bliżej powierzchni

ziemi. Specjalne doświadczenia [1]) stwierdzają, że jeżeli wziąć jednocześnie ił nasycony ropą i piasek nasycony wodą, to ropa zaczyna zbierać się w piasku. Te zjawiska mogą wytłumaczyć takie realne rozmieszczenie ropy i wody w serji ropnych pokładów, które nie zgadza się z wyłącznym wpływem tylko siły ciężkości. Przy znacznej różnicy w wielkości por w różnych pokładach lub częściach tychże, woda dąży do warstw cienkoporowatych, a ropa i gaz do gruboporowatych. W serji ropnych warstw tak zwane „suche", czyli płonne piaski zawierają często znacznie mniej ropy, niżeli takie same piaski po ich eksploatacji naszemi technicznemi środkami; proces naturalny koncentracji ropy jest bardziej energiczny, niż nasze środki techniczne. Podwyższenie temperatury z głębokością, oprócz wpływu na wyrównanie siły powierzchownego napięcia powoduje, że ropa jest więcej płynną, a na głębokości około 6000 stóp ropa musi być płynną jak woda i znacznie lżejszą od wody o tej samej temperaturze. Gorąca woda może prędzej wyciskać ropę dlatego, że siła napięcia takiej wody jest wyższą.

Nakoniec, siła ciężkości musi mieć wpływ tem większy, im więcej ropa jest nasycona gazami i nagrzana, a więc lżejsza, a woda, choć również gorąca jest wysuwaną do góry przeciwwagą słupa chłodnej wody (ciśnienie hydrostatyczne).

Ciśnienie gazowe (czasem do 1500 funtów na cal kwadratowy, czyli do 100 atmosfer) działa w zamkniętej przestrzeni we wszystkich kierunkach, natomiast w przestrzeni odkrytej zmusza ropę do przesuwania się w kierunku najmniejszego oporu. Gaz łatwiej zmienia miejsce, niż ropa i pola gazowe są zwykle bardziej rozległe, niż pola ropne.

Musimy jednak przypomnieć doświadczenie dobrze znane wszystkim wiertaczom, że przed dowierceniem do poziomu ropnego, nawet wybuchowego, zaczynamy zaledwie w samym stropie tego poziomu otrzymywać gazy; świadczy to, że gazy, znajdujące się pod bardzo wysokiem ciśnieniem, nie mogą jednak wychodzić daleko poza dobrze uszczelnioną przestrzeń.

Ciśnienie skał w serji warstw zwiększa się w miarę głębokości, lecz ciśnienie to działa we wszystkich kierunkach, jak ciśnienie wody hydrostatyczne. Przy zmianie kierunku napięcia w warstwach zaburzonych w kierunku zbliżonym do poziomego, takie boczne ciśnienie

---

[1]) Van A. Mills, Experimental Studies of subsurface Relationships in Oil and Gas Fields. Econ. Geol., XV, № 5, 1920—Van A. Mills, Relations of Texture and Bedding to the Movements of Oil and Water through Sands. Econ. Geol., XVI, № 2, 1921.—John L. Rich, Moving underground Water as a primary cause of the Migration and Accumulation of Oil and Gas. Econ. Geol., XVI, № 6. 1921.—Dodd, Some preliminary Experiments on the Migration of Oil up Low-Angle Dips. Econ. Geol., XVII, № 4, 1922.—Orren W. Skirvin, Experimental Study of the Invasion of Oil inte a Water-wet Sand Econ. Geol., XVII, № 6, 1922.

musi powodować pewne przesunięcie najbardziej ruchliwych składników serji. Wskutek przyczyn hydrostatycznych, termicznych i fizykochemicznych, woda podziemna przechodzi w stan ruchu; prawa hydrostatyczne zmieniają się na prawa hydrodynamiczne (wody indywidualizowane). Jeżeli woda posuwa się do dołu, czy w kierunku bocznym, to zmusza do posuwania się w tym samym kierunku i ropę, lecz ropa i gaz bywają zatrzymywane przez napotykane nierówności na tej drodze; każda zmarszczka jest jak gdyby barjerą dla ropy i gazu. Bardzo pomysłowe eksperymenty stwierdzają, że ruch wody wraz z włoskowatością, zwłaszcza w kierunku uwarstwowienia, może być przyczyną nagromadzenia ropy i gazu. Zostało stwierdzonem również (Oklahoma, Kalifornja, Borysław), że granica pomiędzy wodą i ropą w ropnym pokładzie nie jest na całej przestrzeni tego pokładu na jednakowej wysokości i że powierzchnia wody nie jest poziomą, a ma upad łagodny, zgodny z upadem warstw. To zjawisko może być wytłumaczone tylko niejednakową przeciwwagą hydrostatycznemu ciśnieniu wody w różnych częściach sieci podziemnych dróg. Ropa i woda na granicy ich zetknięcia się tworzą mieszaninę (emulsję, surowicę), którą można uważać za część płynu, nierozdzieloną w drodze naturalnej selekcji. Jednak fakt, że najczęściej woda towarzysząca ropie jest słoną, nie zupełnie odpowiada teorji o ruchu podziemnej wody, jako przyczynie migracji ropy; szeroka i stała cyrkulacja wody podziemnej musiałaby zawsze doprowadzić tę wodę do tego, że wkońcu stałaby się słodką.

Jeżeli przyjmiemy, że w pewnej serji ropnych utworów cząsteczki ropy i gazu znajdują się w stanie rozproszonym, to wskutek wpływu całego kompleksu czynników i warunków, ropa i gaz mogą być skupione w pokładach-zbiornikach.

Czynnikami i warunkami takiej migracji ropy i gazu są, jak widzieliśmy:

A) Litologiczne cechy pokładów-zbiorników:

1. Stopień porowatości.
2. Rozmiary porów i ich połączenia.
3. Stopień nasycenia wodą.
4. Stosunek pomiędzy porowatością warstw pierwotną i następnie powstałą.
5. Stopień cementacji warstw.

B) Fizyczne i chemiczne własności ropy:

1. Ciężar gatunkowy.
2. Lepkość i płynność.
3. Nasycenie gazem.

C) Geologiczne warunki:

1. Budowa tektoniczna.
2. Układ geologiczny serji.
3. Gradient termiczny.
4. Chemiczne własności wody podziemnej.
5. Głębokość zalegania serji.
6. Geologiczne zmiany całego terenu.

Mając na względzie geologiczne warunki, można jeszcze podkreślić, że upad warstw stromy musi powiększać ogólny ruch płynów; przy zaleganiu niezgodnem pomiędzy serjami warstw, z których dolna jest ropną, przemieszczanie ropy odbywa się wzdłuż warstw, a nie wpoprzek tychże; stwarza to warunki pomyślne dla migracji (Kalifornja). Wody podziemne siarczane powodują asfaltyzację ropy (zwiększanie w niej zawartości siarki), zwiększanie jej ciężaru gatunkowego i zmniejszanie płynności, a więc i ogólne zmniejszanie ruchliwości ropy. Czasowe wyniesienie całego terenu do góry zmienia położenie poziomu hydrostatycznego na niższy; zanurzanie terenu ma wpływ odwrotny; takie wahanie się poziomu wód musi powodować zmianę całego reżymu wodnego, a więc i przemieszczanie ropy i gazu. Trudno jest zwykle ocenić te wpływy, lecz musimy dążyć do rozważania każdego złoża ropnego nie jako ciała niezależnego od budowy i układu całego terenu, a przeciwnie, do ustalenia wzajemnych stosunków pomiędzy złożem, a geologją całego terenu. Amerykańscy geologowie są skłonni wnioskować, że ropa może migrować w pewnych wypadkach na znaczną odległość, lecz mogą tu jedynie przytoczyć przykład pól bakińskich, które na przestrzeni nie większej, jak 3.000 akrów dały około $^1/_{10}$ całej światowej produkcji, co nie może być wytłumaczone inaczej, jak migracją ropy ze znacznej przestrzeni. Zwykle jednak nie uwzględniają oni, że na żadnem innem polu ropnem niema takiej ilości ropnych pokładów przy ogólnej miąższości serji ropnej czasami nawet znacznie większej; tak np. w Kalifornji przy miąższości serji do 3.000 m i większej, ropnych poziomów produktywnych jest zaledwie 10—12. Niema żadnych przyczyn, aby przypuszczać, że na polach Oklahomy z ich łagodną kopułowatą budową było nagromadzenie ropy w drodze migracji z wielkiej przestrzeni.

Streszczony tu pogląd na tak zwaną migrację ropy jest oparty na przypuszczeniu, że pewne serje zawierają materjał bitumiczny w stanie płynnym i gazowym, rozproszony w nich podczas sedymentacji lub powstały w nich wskutek procesów fizyko-chemicznych i może bakterjalnych również w miarę nawarstwowienia pokładów serji. Zgodnie z takim poglądem, procesy genezy samego materjału bitumicznego są do pewnego stopnia diagenetycznemi, może niejednakowemi dla materjału pierwotnie innego i w różnych warunkach fizycznych czasu se-

dymentacji. Przyjmując, że źródłem ropy są różne bitumiczne utwory, również musimy stwierdzić, że i takie procesy przeistoczenia musiały odbywać się w warunkach temperatury i ciśnienia, nie osiągających stopnia metamorfizmu głębinowego, żadnych śladów którego na serjach ropnych nie możemy zauważyć. Przy temperaturze około 100—150° rozpoczyna się frakcjonowana destylacja ropy, a przedewszystkiem oddzielenie najbardziej lekkich frakcyj. Przy zwiększeniu ciśnienia podnosi się jednak stopień temperatury niezbędnej dla rozpoczęcia takiej destylacji; musimy więc przypuszczać, że temperatura podczas genezy ropnej substancji nie mogła być znacznie wyższą od 100°.

Wysokie ciśnienie, pod którem znajdują się często utwory, zawierające złoża ropne i jeszcze większe, podczas samych procesów górotwórczych, nie mogły nie mieć wpływu na procesy chemiczne w materji organicznej, która została pogrzebaną w takiej serji; kombinacje ciśnienia i temperatury mogły przytem mieć różne skutki, jak to dziś stwierdzają doświadczenia z „craking proces".

Zwykle przypuszczają, że wysokie ciśnienie jest niezbędne do przeistoczenia organicznej materji w ropę i gaz (str. 25). Pośrednim dowodem tego może służyć przypuszczenie, że takie przeistoczenie musiało odbywać się w przestrzeni zamkniętej, bez czego gazy nie mogłyby utrzymać się w ropie, a ropa nie mogłaby pozostawać dłuższy czas na miejscu swojej genezy. Mając to wszystko na względzie, przychodzimy do wniosku, że ciśnienie i temperatura muszą być czynnikami rozróżniczkowania naturalnych rop, a w mniejszym stopniu ich migracji.

Woda jest głównym czynnikiem przy akumulacji ropy i zwykle, nie wyjątkowo, taką wodą jest słona woda, czasami z zawartością jodu (Rumunja, Baku). W Kalifornji wody słodkie towarzyszą ropie w tych wypadkach, gdzie obrót wody jest swobodny i wody z powierzchni ziemi słodzą wody wgłębne. Wątpliwe jest, jaka część tych wód może być uważana za wodę „pozostałą" od czasu sedymentacji. Również jest wątpliwe, jakie znaczenie miała ta woda przy samej genezie ropnego materjału; przeciwnie wody mają wielki wpływ na fizyczne i chemiczne zmiany w samej ropie.

Wtórne złoża ropy. Obecność ropy w szczelinach, wylewy ropy na powierzchnię ziemi i tworzenie tu mas kirowych, impregnacja ropy z pokładu w boczne warstwy, wtórna geneza niektórych asfaltowych skał—są dowodami, że ropa może migrować z gotowych już złóż w skały, które pierwotnie ropy nie zawierały i które mogą należeć w danem miejscu do innych seryj warstw, niżeli ropna. Stąd powstała teorja w t ó r n y c h z ł ó ż ropnych, która również posługuje się koncepcjami o migracji ropy. Takiemi wtórnemi złożami mogą być złoża np. w dolomitach Spindletop i inne w Texasie i Louisianie, ropne poziomy w wapieniach San Felipe w Meksyku, ropne poziomy

w białej kredzie w systemie Emby, lub w lewantyńskich warstwach Rumunji. Należy jednak z największą ostrożnością posługiwać się hipotezą wtórnych złóż, jako zjawiskiem regjonalnem, a zwłaszcza przy poszukiwaniach na ropę, ponieważ tracimy przytem niezbędny objektywizm. Pomiędzy serją ropną i temi warstwami, które zawierają realne złoża, musi być stosunek, usprawiedliwiający przypuszczenie o migracji ropy pod wpływem ciśnienia wody, gazów i skał; musi być ustalone istnienie samej ropnej serji, jako źródła ropy. Tym warunkom rzeczywiście odpowiadają złoża, np. w Coalinga i Sunset-Midway w Kalifornji (rozdział III). Bardzo wątpliwe jest takie tłumaczenie przy złożach najwięcej wydajnych w warstwach meotyckich Rumunji (rozdział VI). Nie jest także uzasadnionym pogląd na złoża zachodniej Małopolski, jako na wtórne z podścielającej je płaszczowiny typu Borysławskiego [1]); że serja fliszowa Karpat nie jest roponośną na całym swoim szerokim obszarze, wiemy oddawna; lecz czy ta serja pozostaje litologicznie jednakową w partjach ropnych i nieropnych, nie jest sprawdzone; realne przekroje złóż nie dają żadnych danych co do przypuszczenia o pochodzeniu ropy z nieznanego nam jeszcze podłoża; odwrotnie, pozwalają w każdym wypadku zrozumieć warunki nagromadzenia ropy. Znaczna różnica w wydajności pól Borysław-Tustanowice-Mraźnica i pól Zachodniej Małopolski bynajmniej nie jest czemś wyjątkowem na dużym ropnym obszarze, a przeciwnie jest zjawiskiem normalnem, które powtarza się na wszystkich obszarach ropnych. Jest to zjawisko porządku indywidualnego, a nie regjonalnego.

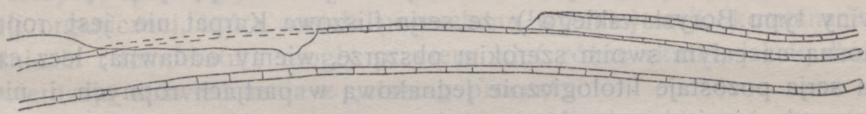
Stosunki wodne w złożach ropnych. Woda jest największym wrogiem przemysłu naftowego, mówią w nafciarstwie.

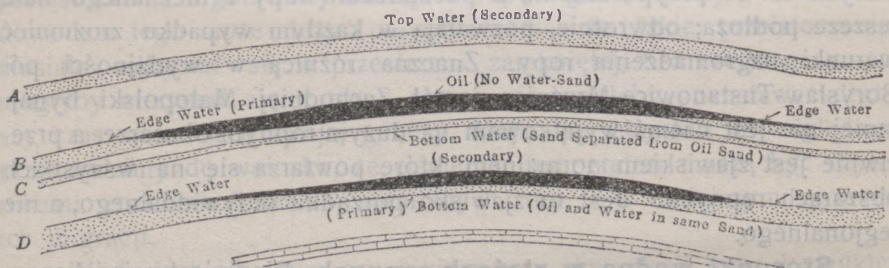
Na każdem ropnem polu wodne poziomy zwykle dzielą się na: wody górne (top water) nad ropnym poziomem i wody dolne (bottom water) pod ropnym pokładem (rys. 85); i jedne i drugie są oddzielone od ropnego pokładu warstwami nieprzepuszczalnemi; inną kategorję wód stanowią wody samego ropnego pokładu w kierunku jego upadu lub bezpośrednio pod ropą, czyli t. zw. wody pokładowe (edge water); w Rosji nazywają je także wodami szybowemi (burowaja woda). Te właśnie wody utrzymują ropę i gaz na ich najwyższym poziomie przy danej strukturalnej formie złoża, a linja, która oddziela na każdym ropnym poziomie ropną część pokładu od wodnej części, jest granicą roponośnej produktywnej przestrzeni.

Każdy wodny pokład, położony między dwoma ropnemi jest dolnym dla jednego ropnego poziomu i górnym dla drugiego. Te-

[1]) K. Friedl, Die Entstehung des Karpatischen Erdöls. Petr. Zeitschr., 1922.—K. Friedl, Zur Deutung der Westgalizischen Erdölvorkommen. Petr. Zeitschr. № 7, 1923.—K. Friedl, Die Erdöllagerstätten der Tschechoslovakischen Republik, regionalgeologisch betrachtet. Petr. Zeitschr., № 12, 1923.

chnika dzisiejsza przy wspólnej dobrej woli wszystkich przedsiębiorstw, pracujących na pewnym terenie, może ustalić jednakowe systemy do normalnego zamykania wód górnej i dolnej i do zupełnego zamykania starych szybów; lecz położenie wody pokładowej określa granice ekspansji pola naftowego i stwierdzenie obecności wody tego typu jest jednem z głównych zadań geologa i technika na każdem ropnem polu. Na każdem polu w początku jego eksploatacji wody górne i dolne stanowią główne niebezpieczeństwo, zagrażające zawodnieniem ropnych pokładów, jeżeli wody te nie są odpowiednio zamknięte i mają znaczny dopływ. W miarę wyczerpania złoża, woda pokładowa zajmuje miejsce ropy; wody górne i dolne zawodniają pokład ropy wskutek nieudolności technicznej roboty (rys. 86).





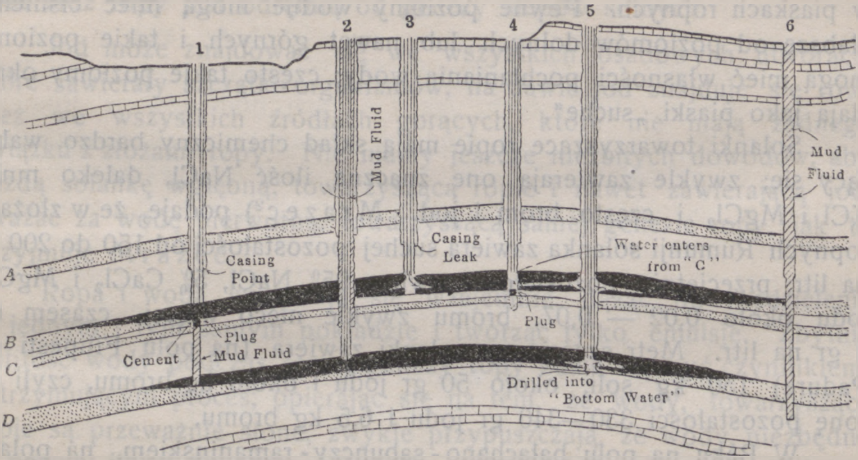
Rys. 85. Ropne i wodne poziomy na jednem z typowych pól w Oklahoma.

A — poziom wodny; B — poziom zawierający ropę i wodę; C — poziom wodny; D — poziom ropy i wody. A i C — poziomy wodne górny (top) i dolny (bottom) w stosunku do ropnego poziomu B, w którym woda pokładowa (edge water) stoi na wysokości niejednakowej na różnych skrzydłach fałdu. C i D — poziomy wodne górny i dolny w stosunku do ropnego poziomu D. Woda na poziomie D jest jednocześnie dolną dla ropy i pokładową. Jedne wodne poziomy, jak A i C, nazywają również „wtórną" wodą, a inne, jak na poziomach B i D, nazywają „pierwotną" wodą, rozróżniając przez te nazwy wody w stosunku do ropnego poziomu: pierwotne — znajdują się w ropnym poziomie już niezależnie od wiercenia, wtórne — przedostają się do ropnego pokładu wskutek wiercenia tak z góry, jak i z dołu.

Oczywiście, również pokładowe wody stwarzają takie samo niebezpieczeństwo, jeżeli mamy nie jeden ropny pokład, a kilka. Wody, znajdujące się w serji ropnej często nazywają pierwotnemi a wody wprowadzone do serji ropnej przez wiercenie nazywają wtórnemi. Co zaś do genezy wód pierwotnych, to jedne z nich mogą być wodami „pozostałemi" w warstwach przed ich pofałdowaniem i zaburzeniem, a drugie pochodzenia meteorycznego po takiem pofałdowaniu. Walka techniczna z wodą potrzebuje określenia, czy woda, zawodniająca szyb, jest górną (wtórną), czy dolną lub pokładową. Niezawsze można to poznać. Posługują się do tego chemicznym składem wody,

o ile wody górne z powierzchni nie są słone, a przeciwnie są siarczane, lub inaczej różnią się pod względem jakościowym i temperatury.

Naogół trudno jest ustalić typy wód na większem polu ropnem, bo wody nawet jednego pokładu często znacznie się różnią. Można uznać wody za wtórne, o ile sąsiednie szyby na tym samym poziomie wody nie mają, oraz o ile szyby, położone niżej w kierunku upadu, nie pokazują wody. Jeżeli szyb dobrze rurowany zaczyna dawać wodę, a szyby, położone wyżej w kierunku upadu wody nie



Rys. 86. **Kilka wypadków zawodnienia ropnych poziomów na polach Mid-Continen (według Hagera i Mc Phersona).**

Szyb 1. Został przegłębiony do nieproduktywnego piasku D; następnie dolna część szybu została zapełniona iłem (mud fluid), a piasek wodny C zamknięty korkiem (plug) z drzewa i cementu. Ropny poziom B jest zabezpieczony od wody piasku C, również jak i ropny poziom D.

Szyb 2. Eksploatuje ropny piasek D, a poziomy wodne A i C i ropny B są zamknięte przez zamulenie ścianek otworu (mud fluid).

Szyb 3. Ropny poziom B zawodniony wodą górną (top) z nie zamkniętego poziomu A.

Szyb 4. Ma dobrze zamkniętą dolną wodę na poziomie C (plug zamknięcie wody zapomocą korka różnych systemów), lecz woda dostaje się do ropnego poziomu B przez sąsiednie szyby 3 i 5, w których wodne poziomy A i C zostały nie zamknięte.

Szyb 5. Ropny poziom B zawodniony wodą z dolnego wodnego piasku C; szyb przegłębiony do poziomu wody pokładowej (edge water), która zawodniła również ropny poziom D.

Szyb 6. Ropy nie otrzymał, bo został założony poza granicą pola ropnego, lecz jest dobrze zamulony iłem (mud laden fluid) i żadnego niebezpieczeństwa dla szybów ropnych nie przedstawia.

dają, taka woda może być pokładową. Wzajemne porównanie dobrze ułożonych przekrojów szybów pozwala też dojść do wniosków o przyczynach zawodnienia.

Należy zwracać baczną uwagę na chemiczny skład wód w ropnem złożu i na ich temperaturę. W Stanach Zjednoczonych proponują przyjmować za bazę do rozróżniczkowania wód zawartość składników siarczano-węglowych i solnych (sodu). Wody siarczane (sulfatne) charakteryzują wody powierzchni pochodzenia meteorycznego. Solanki charakteryzują wody pierwotne, czasem t. zw. pozostałe (connate); znamienną cechą dla takich wód jest to, że pozostają bez ruchu.

Zwykle jednak wody w ropnych złożach są mieszaniną obydwóch typów; przeważa ilość wody meteorycznej, zwiększa się ilość siarczanów; wody, które uległy większej zmianie pod wpływem ropy, są wolne od składników siarczanych. W innych wypadkach, wody meteoryczne są przeważnie karbonatnemi, a mieszane wody karbonatno-solankowemi [1]. Wodne piaski (poziomy) w Kalifornji zwykle mają ziarna bardziej kanciaste, często drobniejsze w porównaniu z piaskami ropnemi; piaski wodne zawierają tam ziarna miki, których niema w piaskach ropnych. Pewne poziomy wodne mogą mieć ciśnienie słabsze od poziomów dolnych lub nawet górnych i takie poziomy mogą mieć własności pochłaniania wody; często takie poziomy określają jako piaski „suche“.

Solanki towarzyszące ropie mają skład chemiczny bardzo wahający się; zwykle zawierają one znaczną ilość NaCl, daleko mniej KCl i $MgCl_2$ i często brom i jod. Mrazec[2]) podaje, że w złożach ropnych Rumunji solanka zawiera suchej pozostałości od 150 do 200 gr na litr; przeciętnie pozostałość zawiera 95% NaCl, 5% $CaCl_2$ i $MgCl_2$, jodu około 0,02 — 0,07, bromu zwykle nieco więcej, czasem dc 1 gr na litr. Metr sześcienny solanki zawiera (na polu Filipesti de Padure) 150 kg soli, około 50 gr jodu i około kg bromu, czyli na tonę pozostałości 330—340 gr jodu i 6,5 kg bromu.

W Baku na polu bałachano-sabunczy-ramaninskiem, na polach wschodniej Jawy (Surabaya), w Kansasie (Independence Quadrangle) ilość jodu w solankach szybów ropnych pozwala na przemysłowe wydobywanie jodu z solanki.

W solankach eoceńskich Borysławia, które są bardzo stężonemi (1,2) zawartość bromu i jodu nie jest określoną[3]); w solankach z innych miejscowości, naprz. w Dźwiniaczu, jod nie był skonstatowany. Natomiast, znane źródło w Iwoniczu jest jodne; również w Bóbrce solanka z głębokości 100 m zawiera jod i może być używana w celach leczniczych; źródła około Tegern w alpejskim fliszu są jodne.

Woda morska zawiera w stanie wolnym z dwóch pierwiastków, bromu i jodu, tylko brom; jod koncentruje się prawdopodobnie w ciałach organizmów planktonnych. Stąd można byłoby wnioskować, że jod solanek towarzyszących ropie jest pochodzenia organicznego, a więc i materjał pierwotny ropy można byłoby uważać za orga-

---

[1]) Rogers, Chemical relations of the Oil-Field Waters in San Joaquin Valley, California. Un. St. Geol. Surv., Bul. 653, 1917.—Rogers, U. St. Geol. Surv. Prof. pap., 116, part. 2, 1919.

[2]) Mrazec, Leçons sur les gisements de pétrole. Ann. des Mines de Roumanie, 1922, № 7, № 8.

[3]) Kowalski, Solanki wgłębne towarzyszące ropie w Borysławiu. Stacja Geol. w Borysławiu. Biul. 2, 1923.

niczny, o ile jest genetyczny związek pomiędzy węglowodorem solanek, ropą i jodem. Złożom soli, naprz. w Rumunji, w triasowych warstwach Alp, w permskich utworach Niemiec, towarzyszą zwykle gazy węglowodorne (metan); M r a z e c nazywa to zjawisko b i t u m i c z n ą a u r e o l ą mas solnych i uważa, że ropa około solnych mas (Rumunja, Hanower, Louisiana) pochodzi właśnie z takiej aureoli. Jeszcze więcej jest mas solnych, które żadnego związku z złożami ropy nie mają. Dla złóż Louisiany i na Embie widzieliśmy, że geneza złóż ropy jest odrębną od genezy słupów solnych.

Jod może znajdować się we wszystkich osadowych utworach, które zawierały szczątki organizmów; na Jawie jod znajduje się również we wszystkich źródłach gorących, które nie mają żadnego związku z złożami ropy. Nie mamy jeszcze niezbitych dowodów, aby każdą solankę wgłębną, towarzyszącą ropie i nawet zawierającą jod, uważać za wodę pierwotną, towarzyszącą samej genezie ropy, jak to przyjmuje M r a z e c.

Ropa i woda wyłączają się wzajemnie, dążąc do rozdzielenia w jednym i tym samym pokładzie i tworząc tylko emulsje. Zbytnia obfitość wody podczas samej genezy ropy zdaje się być czynnikiem, zatrzymującym proces; opierając się na tem, że wody, towarzyszące ropie są przeważnie słone, zwykle przypuszczają, że wody, niezbędne w pewnej ilości do procesu genezy ropnej substancji, muszą być wodami słonemi. Solankę nazywają minerałem towarzyszącym, a ropę— rudą złoża. Jak w każdem złożu minerały rudne i towarzyszące są związane w formacji (ugrupowania przy pewnych warunkach ciśnienia i temperatury) i generacji, tak i w złożu ropnem wody mogą być różnych generacyj. Podczas tworzenia się ropnej substancji, mogły brać udział tylko wody pierwotne na miejscu osadu organicznej materji, a takie wody, właśnie słone, nie mogły być w wielkiej ilości. Większe zapasy wód w warstwach osadowych są wtórnemi; ruch tej wody musiał wpłynąć na zmiany w rozmieszczeniu ropy. Słoność wody, towarzyszącej ropie dzisiaj, tłumaczy się w wielu wypadkach własnością litologiczną utworów ropnej serji a zwłaszcza tam, gdzie one są utworami lagunowemi. Na Bibi-Ejbacie mineralizacja wód jest bardziej słaba w dolnej części warstw produktywnych, niżeli w górnej; na polach Nowego Groznego wody w ropnych poziomach są słodkie.

Temperatura ropnych złóż. Gorącą wodę z ropnej serji napotkano w Groznym (str. 121 i 123); w pasmie górskim Gudermeskiem około osady Isti-su ropa występuje na powierzchnię razem z gorącą wodą (str. 124). Na polu Berekejskiem około Derbentu na Kaukazie ropa ma temperaturę 51°C z głębokości około 192 sążni (403 m) (gradient 23 m). Gorące wody i gorącą ropę napotkano również w Louisianie (Anse La Butte, gradient 18 m) i Meksyku (gradient 23 – 28 m).

Z obrotem podziemnej wody ma bezpośredni związek i temperatura ropy w otworach wiertniczych (patrz str. 111).

Dla Polski dotychczas mamy tylko kilka spostrzeżeń nad temperaturą ropy i wód ropnych, a więc i wielkością geotermicznego gradientu. Właśnie w Borysławiu inż. Pierściński[1]) otrzymał w kilku otworach następujące temperatury: na głębokości 980 m—32,5°C, na głębokości 1205 m—36°C, na głębokości 1120 m—35°C. Rozszerzenie gazów w otworze musi znacznie zniżać temperaturę ropy i niekażdy ropny otwór nadawałby się do geotermicznych badań. W Rumunji były otrzymane temperatury: na głębokości 493 m — 22,0°, 660 m—32,0°, 831 m—37,4°; odpowiednie gradienty wynoszą 40,5 m, 30,2 m i 30,5 m. Tak z tych, jak i innych pomiarów w Rumunji przychodzą do wniosku, że gradient geotermiczny niezawsze jest mniejszy od normalnego (33—35 m), lecz różni się nieznacznie; temperatury w głębokich otworach produktywnych są zawsze nieco niższe od temperatury, która musiałaby istnieć na tej głębokości przed dowierceniem otworu[2]). Nie można stanowczo twierdzić, że geotermiczny gradient na ropnych polach jest zawsze nienormalnie mały, jak to wnioskowano z badań w Pechelbronn; wszystkie spostrzeżenia stwierdzają, że gradient waha się bardzo znacznie na różnych polach[3]), prawdopodobnie głównie pod wpływem obrotu wody.

---

[1]) Petit, Guide du sondeur au pétrole, Bruxelles, 1921, 201.

[2]) Tanasescu, Sur le régime thermique dans les régions pétrolifères de Roumanie. Inst. Géol. de Roumanie. Compte-rendus des séances, t. III, 1915, str. 171.

[3]) Rogers, Geochemical rela ions of the oil, gas and water. Un. St. Geol. Surv., Prof. Pap. 117, 1919, str. 36.

ROZDZIAŁ XIII.

EKSPLOATACJA ROPNYCH PÓL I ICH OSZACOWANIE.

Wydajność pola ropnego.

Warunki eksploatacji pola ropnego zależą od następujących czynników:

I. 1. Głębokość ropnych poziomów i ilość ich.
2. Miąższość każdego z ropnych pokładów i jego rozległość.
3. Miąższość nadkładu i następstwo warstw.
4. Wydajność każdego ropnego pokładu (gazowe ciśnienie, własności fizyczne ropy).
5. Miejsce każdego z poziomów wody.
6. Dopływ do nich wody i jakość wody.

II. 1. Twardość skał serji nadkładu, seryj ropnych i porządek przewarstwowienia.
2. Upad warstw.
3. Wielkość ziaren w piaskach (piaskowcach) ropnych i wodnych, oraz porowatość i typ jej w innych skałach (wapienie, dolomity).
4. Budowa tektoniczna (kształty i szczególne cechy złoża).

Materjały grupy I-ej otrzymujemy z przekrojów poszczególnych szybów, gdzie one już się znajdują. Materjały grupy II-ej otrzymujemy przez odpowiednie badanie wszystkich odkrywek w danej miejscowości i próbek wiertniczych. Jeżeli dla danej miejscowości są mapy strukturalne na zasadzie znacznej ilości szybów (jak to jest w Stanach Zjednoczonych i Rosji) i przekroje przez szyby w różnych kierunkach, można zaznaczyć: a) granice przestrzeni, zajętej pewnemi poziomami ropnemi i wodnemi, b) granice pomiędzy piaskami ropnemi i wodnemi na jednych i tych samych stratygraficznych poziomach, c) zmiany facjalne piasków na margle, gliny lub łupki, d) rzeczywistą budowę tektoniczną na głębokości.

Mając w swojem rozporządzeniu takie materjały, można określić chociażby w przybliżeniu ilość zapasu ropnego na danem polu, uwzględniając wszystkie pokłady i wszystkie poprawki, jak o tem mówiliśmy wyżej (metoda objętości, czyli nasycenia, saturation method). Oczywista rzecz, że takie obliczenie może być przeprowadzone tylko na polach dobrze zbadanych, jak niektóre pola w Stanach Zjednoczonych i Rosji, po długiej i prawidłowej ich eksploatacji.

Całokształt naszej wiedzy geologicznej i technicznej o polu ropnem dążymy w tym wypadku streścić w pojęciu o wydajności pola na jednostkę powierzchni, jako podstawa na przyszłość dla obliczenia wydajności pola. Znając sumaryczną wydajność pola[1]) od początku eksploatacji, ilość na niem produktywnych szybów i wielkość obszaru pola, można wyliczyć przeciętną wydajność na szyb i na jednostkę powierzchni. Biorąc przeciętną porowatość ropnych poziomów, można odwrotnie wyliczyć przeciętną miąższość ropnego poziomu (pay streack), który daje rzeczywistą produkcję, więc i wydajność na akro (hektar)-stopę. Jeżeli wiemy przeciętną długość życia szybu na danem polu, mamy wszystkie dane do obliczenia przyszłej produkcji (production-per-acre method).

Jednak wartość metody objętości, czyli nasycenia i przytoczonego uproszczonego sposobu jest niewielka i te metody mogą prowadzić do przypuszczeń bardzo omyłkowych tak w jedną, jak i w drugą stronę.

Dziś starają się zastosować do obliczenia możebnej wydajności pola ropnego inne metody, które można nazwać statystycznemi (production curve method). Wszystkie te metody polegają na dobrze zestawionym materjale o rzeczywistej wydajności poszczególnych szybów, więc zupełnie wykluczają stosunek pomiędzy zawartością ropy w złożu, a wydajnością złoża. Produkcja szybu od początku eksploatacji wykreśla się w postaci linji krzywej w stosunku do przyjętych okresów czasu (rok, miesiąc); częściej przyjmują dla wykreślenia krzywej nie absolutne ilości produkcji, a procenty od wydajności pierwszego roku, przyjętej za 100% (per cent decline curve[2]). Początkowa produkcja szybu zależy od takich czynników, jak głębokość pokładu, ciśnienie i ilość gazu; miąższość, grubość ziarna i porowatość piasków ropnych; płynność samej ropy. Szyby o wielkiej początkowej produkcji przy jednakowych innych warunkach dają spadek produkcji prędszy, niżeli szyby o małej początkowej produkcji, lecz stopień czyli wielkość tego spadku zależy głównie od rzeczywistej wydajności pola, a nie od początkowej produkcji szybów na niem.

---

[1]) Lewis, Methods for Increasing the Recovery from Oilsands. Bureau of Mines, 1917, Bull. 148.—Grzybowski, O wydajności terenów naftowych. Czasopismo Naftowe 1920, III.

[2]) Beal, The decline and ultimate Production of Oil Wells, with Notes an the Valuation of Oil Properties. Bureau of Mines, 1919, Bull. 177.

Krzywa jest graficznym wyrazem stopniowego spadku produkcji szybu, oraz grupy szybów, a więc i poszczególnych pól; zadaniem jest określić w drodze ekstrapolacji dalszy przebieg linji od czasu ostatnio uwzględnionej produkcji do momentu, kiedy wydajność przestanie być ekonomiczną. Dla pól, na których niema jeszcze szybów, produkujących od kilku lat, stosują takie same graficzne zestawienia, na zasadzie szybów na polach geologicznie podobnych na tymże terenie; praktyka pokazała, że jeżeli dwa szyby, założone w jednakowych warunkach, miały jednakową wydajność w jakimkolwiek roku, następna produkcja sumaryczna tych szybów będzie również mniej więcej jednakowa, nie zważając na różną długość życia tych szybów. To znaczy, że, jeżeli mamy dwie grupy szybów, z których pierwsza miała produkcję od 5 lat, a inna zaczęła produkować dopiero od roku i w tym ostatnim roku obie grupy miały produkcję jednakową, np. po 10 baryłek dziennie, to obie grupy do swego wyczerpania dadzą już jednakową ilość ropy. Poszczególne szyby mogą i w przyszłości różnić się znacznie, lecz dwie większe grupy szybów na jednym geologicznie terenie, mające jednakową bieżącą produkcję, dadzą ostatecznie jednakową wydajność; szanse produkcji obydwóch grup będą jednakowe, chociażby jedne szyby były znacznie starsze od drugich. To, tak zwane, prawo równych szans pozwala oceniać przyszłą produkcję pól, wstępujących w życie (appraisal-curve method, sposób krzywych wyliczonych[1]).

Stosując takie same metody do każdego poziomu ropnego i do każdego pola w odbudowie na obszarze terenu, chociażby jeszcze nierozwierconego na wszystkich jego częściach, lecz o sprawdzonej roponośności, można określić przyszłą produkcję całego obszaru.

Dobra statystyka naftowa z uwzględnieniem poszczególnych szybów i wydajności poszczególnych poziomów ropnych jest więc niezbędną koniecznością nietylko dla bieżącego stanu przemysłu, lecz i dla oceny jego przyszłości.

Każde ropne pole zawiera tylko pewną ilość ropy, uzależnioną od miąższości piasków i ich charakteru; lecz wydajność pola zależy w znacznym stopniu również od metody eksploatacji.

Pewna ilość ropy w złożu, zwłaszcza ciężkiej ropy, musi być straconą w samem złożu wskutek włoskowatości skał i tarcia płynu; w miarę tłokowania lub pompowania szybu wkońcu musi nastąpić czas, kiedy dopływ ropy do szybu jest tak powolny, że dalsze pom-

---

[1]) Arnold, Darnell and others, Manual for the Oil and Gas Industry 1920, str. 83—91. Niektóre amerykańskie metody streszczone tu i metoda do obliczania zapasów w złożach rosyjskich są podane w książce Stefana Czarnockiego, Metody obliczania zapasów złóż naftowych, Pietrograd, 1921 (w języku rosyjskim).

powanie będzie nieekonomicznem; złoże należy uważać za wyczerpane ekonomicznie, lecz nie fizycznie.

Dla przedsiębiorstwa, które jest właścicielem tylko części pola, oprócz ilości ropy, mają wielkie znaczenie: czas, w przeciągu którego ta ropa ma być wyprodukowana, koszty produkcji i cena ropy.

Przed każdem takiem przedsiębiorstwem stoi zadanie ekonomiczne, w jaki sposób otrzymać największą produkcję w najkrótszym czasie i z najmniejszemi wydatkami, inaczej mówiąc, jaki system wiercenia trzeba zastosować, jaką początkową dymensję należy przyjąć, jak trzeba zakładać szyby. Zatrzymajmy się na tem ostatniem pytaniu. Gdyby to było zadanie tylko techniczne, możnaby go było sformułować inaczej, a mianowicie, ile akrów, czy morgów może być eksploatowane jednym szybem. Kwestja odległości pomiędzy szybami, która reguluje się u nas prawem górniczem (60 m pomiędzy szybami i na pewnej odległości od budynków), jest nader skomplikowaną; w rzeczywistości jest to zadanie ekonomiczne, które zależy głównie od stosunku pomiędzy własnemi kosztami produkcji i ceną na ropę. Przy wysokiej wydajności pola na akr, czy mórg nawet przy niskiej cenie na ropę, szyby możnaby zakładać gęściej, niż na polu o małej wydajności przy wysokiej cenie na ropę. Z drugiej strony z głębokością produktywnego poziomu, jak w Borysławiu, koszty produkcji wzrastają znacznie i gęste szyby mogą nie rentować się, lecz z głębokością może wzrastać ciśnienie gazowe i naogół głębokie szyby wydają ropy więcej, niż płytkie przy innych jednakowych warunkach. Mając do rozporządzenia czas nieograniczony, można byłoby przy dobrym pokładzie ropnym jednym szybem wyczerpać setki morgów, jednak byłoby to nieekonomicznie i niepraktycznie. Praktyka wykazuje, że naogół wydajność pola jest większą, jeżeli wszystkie szyby na niem są ukończone i eksploatowane mniej więcej jednocześnie [1]). W zwykłych warunkach wydajność szybu zależy w dużym stopniu od czasu, w przeciągu którego możemy prowadzić eksploatację.

Widzieliśmy, że wydajność piasków nie odpowiada ich nasyceniu. Po wyczerpaniu gazu i zniżeniu gazowego ciśnienia, produkcja może pozostać nieekonomiczną przy pewnych kosztach eksploatacji i cenach na ropę. Można czasem jednym szybem prędzej zniżyć gazowe ciśnienie, niż setką szybów, jednak produkcja ropna pozostanie w tym szybie znacznie mniejszą, niż możnaby otrzymać wieloma szybami.

W Stanach Zjednoczonych zwykle przyjmują na szyb od 1 do 10 akrów [2]). Niektóre przedsiębiorstwa zakładają szyby w odległości

---

[1]) Beal a. Lewis, Some principles governing the production of oil wells. Bureau of Mines, Bull. 194, 1921.

[2]) Acre zawiera 4046,7 m^2, więc mniej nieco, niż pół hektara.

od 100 stóp (30 m) do 800 stóp (240 m), zmieniając odległość w stosunku odwrotnym do wydajności piasków. Im piasek jest więcej porowaty, im wieksze jest gazowe ciśnienie i im większa głębokość szybów, tem ilość szybów może być mniejszą. Są wypadki, kiedy szyby w odległości 150—180 m odbierają ropę jedne drugim, właśnie wtedy, jeżeli piasek jest bardzo porowaty, gazowe ciśnienie wysokie i upad warstw znaczniejszy (18 stóp na każde 100 stóp odległości). Przy upadzie warstw stromym, można zakładać szyby w kierunku biegu gęściej, niż w kierunku upadu. W Spindletop w Texas, szyby były zakładane tak gęsto, że wieże szybowe stykały się; na tym obszarze często można widzieć po 3—4 szyby na akr. W Kansasie i Texasie na niektórych terenach szyby zakładano w odległości 50 i 100 stóp; pola były wyczerpane prędko, lecz można byłoby jednym szybem wybrać taką ilość, która była wydobyta tuzinem tychże.

Przy ropie lekkiej szyby mogą być na wiekszej odległości, niż przy ropie ciężkiej. Uwzględniając ciężar gatunkowy ropy na różnych poziomach, głębokość poziomów i ich miąższość, w Kalifornji stosują specjalny wykres dla określenia odległości pomiędzy szybami, zwykle od 300 do 700 stóp (90—210 m).

W Oklahoma, były przeprowadzone badania na różnych grupach działek, na polach Bartlesville i Glenn Pool, na których gęstość szybów była niejednakową.

Bartlesville

Dzienna produkcja na szyb w pierwszym roku w baryłkach	Przeciętna ilość akrów na szyb	Przeciętna dzienna produkcja szybu w pierwszym roku w baryłk.	Przeciętna miąższość ropnych piasków w stopach	Przeciętna dług. życia produktywnych szyb. w latach	Przeciętna produkcja na akr w baryłkach	Ilość działek wykorzystanych dla otrzymania przeciętnych liczb
11—20	2—4	14	26	8	2.930	28
	5	14	27	9	2.550	20
	6—8	15	26	9	2.090	10
21—30	3—4	24	27	9	6.500	5
	5	26	30	9	5.650	7
	6—8	25	28	9	3.000	4

Glenn Pool

0—10	5	6	35	5	1.000	5
	6—10	7	36	4	880	6
21—30	6—7	24	28	5	2.320	4
	8—10	23	46	7	2.070	5

Metody eksploatacji, charakter pokładów i własności ropy były mniej więcej jednakowe we wszystkich wypadkach i można wnioskować, że głównym czynnikiem, wpływającym na wysokość ostatecznej produkcji była przestrzeń, drenowana przez poszczególne szyby. Tabela uwidocznia, że dla każdej grupy szybów z mniej więcej jednakową początkową produkcją, przeciętna produkcja na akr w przeciągu tego samego czasu wzrasta w miarę zgęszczania szybów i stopień takiego zwiększenia jest znaczny. Uwzględniając koszty wiercenia na akr (na 1650, 1000 i 700 dolarów w pierwszych trzech wypadkach w pierwszej tabeli), można określić pożądaną gęstość szybów przy różnych cenach na ropę.

Również jest zupełnie widocznem, że przy jednakowych innych warunkach im jest większe pole drenażu dla szybu, tem większą będzie jego sumaryczna produkcja, spadek produkcji będzie powolniejszy, a długość życia znaczniejszą.

Dla terenów w Rosji można przytoczyć następujące dane, według St. Czarnockiego:

Ilość szybów w eksploatacji na 1 hektar pola naftowego

Lata	Pola Starego Groznego	4 stare grupy Baku
1908	0,28	2,38
1909	0,22	0,51
1910	0,21	2,72
1911	0,19	2,74
1912	0,22	3,00
1913	0,25	3,29
1914	0,27	3,45

Z tych liczb widzimy, że odległość pomiędzy szybami w Groznym waha się około 80—100 m, a na polach Baku około 40—50 m. W Baku blisko siebie położone szyby czerpią ropę często z różnych poziomów ropnych. W Groznym również na różnych poziomach są niejednakowe ilości szybów, lecz przeciętnie po jednym szybie na 2 morgi. W Groznym uważają, że sieć szybów może być zgęszczoną.

Naogół można powiedzieć, że ilość szybów na akr (czyli morgę) wzrasta w zależności od wydajności pól. Zgodnie z tem widzimy szyby gęściej położone w Borysławiu, niżeli w Bitkowie.

Jeżeli traktować odległości szybów (spacing of wells, czyli acreage per well, mówią w Stanach Zjednoczonych), jako zadanie wyłącznie techniczne, można powiedzieć, że zgęszczenie szybów jest je-

dnym ze środków dla zwiększenia wydajności pola; zwiększamy w odpowiedni sposób przestrzeń, w którą gazowe ciśnienie wyciska ropę. Pomiędzy szybami, pogłębionemi do ropnego poziomu niema takiego stosunku, jak pomiędzy szybami, pogłębionemi do poziomu wodnego w warunkach hydrodynamicznych (artezyjskich), kiedy debit szybu wyraża się równaniem $q = \omega . v$, gdzie ω — powierzchnia przekroju poprzecznego rur, v — chyżość płynu, która zmniejsza się w miarę zwiększania się ω. Nie można więc twierdzić ogólnie, że każdy nowy szyb ropny, położony za blisko od drugiego starszego musi zniżyć jego produkcję, czyli, że te dwa szyby będą mieć wydajność mniejszą, niżeli podwójna wydajność jednego starszego szybu.

Należy zwracać szczególną uwagę nietyle na odległość pomiędzy szybami, ile na podtrzymywanie jak najdłużej gazowego ciśnienia.

Produkcja może być znacznie zwiększoną, jeżeli przy wysokiej zawartości gazów odpowiednio wykorzystać gazowe ciśnienie. W Midway w Kalifornji niektóre produktywne szyby z wydajnością do 5000 baryłek dziennie otrzymują taką produkcję przez wyloty rur o przecznicy 3/8—7/8 cali. Szyby działają miesiącami jako samopłynne, o ile gazowe ciśnienie podtrzymuje się na jednej wysokości, a ostateczna wydajność pola jest większą, niż byłaby bez takiego zużytkowania gazowego ciśnienia. Na tej to właśnie zasadzie dążą dziś do zastosowania zgęszczonego powietrza dla zwiększenia wydajności szybów; powietrze pompują do jednej grupy szybów, a takowe przepycha ropę do szybu ekstrakcyjnego. Ostateczna produkcja, która może być otrzymaną z pewnego pola, zależy więc od metody eksploatacji tegoż pola. Dwie działki, położone zupełnie w jednakowych warunkach co do pokładu ropnego, jego głębokości i t. d., mogą dać niejednakowe ilości ropy, jeżeli na jednej z nich gazowe ciśnienie nie było wykorzystane w najlepszy sposób. Te same dwie działki, eksploatowane zupełnie jednakowo, dadzą też niejednakowe wyniki ostateczne, jeżeli tempo eksploatacji będzie niejednakowe; działka odwiercona prędzej wydaje więcej ropy. Wykorzystanie gazu, oraz prędkość wiercenia i eksploatacji muszą być uwzględnione przy określeniu ilości potrzebnych szybów dla otrzymania największej produkcji [1]. Mylą się ci, którzy myślą, że odwiercając corocznie tylko pewną ilość szybów, można utrzymać produkcję na jednej wysokości.

Wobec wielkiej ruchliwości gazu, eksploatacja pola gazowego musi być prowadzona z ostrożnością jeszcze większą, niż pola ropnego. Praktyka amerykańska ustala, że jeden gazowy szyb należy wiercić na polu od 40 do 100 akrów (od 16 do 40 ha); praktyka w Transylwanji (Sarmasel czyli Kissarmas) wykazała, że szyby ga-

---

[1]) Beal a. Lewis, Some principles governing the production of oil wells. Bureau of Mines, Bull. 194, 1921.

zowe należy zakładać w odległości nie mniejszej, jak 600—800 m jeden od drugiego; im równiej podtrzymuje się wydajność gazowego szybu, tem dłuższem może być jego życie [1]).

Ilość gazu przypuszczalnie zawartego w gazowym pokładzie na pewnej głębokości, o ile statyczne ciśnienie gazowe odpowiada tej głębokości, może być określone w następujący sposób. Jeżeli porowatość pokładu wynosi 20%, objętość gazu zawartego w 1 m^3 piasku pod ciśnieniem 1 atm przy t. 15°C, jest 0,20 m^3; na jeden ha powierzchni objętość gazu jest 2000 m^3. Na głębokości 800 m ciśnienie musi wywołać zmniejszenie objętości gazu w stopniu $\frac{80+1}{1}=81$, więc ilość gazu, możebnie zawartego w pokładzie na takiej głębokości, może wynosić 162.000 m^3. Przy miąższości pokładu w 5 m, ilość gazu na ha powierzchni może wynosić 810.000 m^3. Wydajność gazowych szybów wyjątkowo wynosi do 1 mil. m^3 dziennie i więcej, jak w niektórych szybach w Caddo w Louisianie i Augusta w Kansasie, i trudno jest wytłumaczyć taką nadzwyczajną ilość gazu. Najlepsze gazowe szyby w Borysławiu dają gazu 20—30 m^3 na minutę (Zofja II, Piłsudski II), czyli na dobę 28.800 — 43.200 m^3; cztery najlepsze szyby na gazowem polu w Męcince około Krosna dawały około 565.920 m^3 na dobę.

Dla szybów produkujących gaz, jeżeli wiemy 1) początkowe ciśnienie gazowe h, 2) produkcję za pewien czasokres q i 3) zmniejszenie gazowego ciśnienia za ten czasokres $h-h^1$, możemy określić początkową zawartość gazu według równania $x=\frac{q}{h-h^1}\cdot h$ [2]). Dla gazowego pola Sarmasel zapas gazu był obliczony według tej metody na 3½ miljarda m^3, a według metody poprzedniej na 2,2 miljarda m^3.

Nie przesądzając, iż tak powinno być zawsze w przyszłości, dziś musimy liczyć się z tem, że każde naftowe przedsiębiorstwo, dążące do otrzymania największej produkcji ze swego pola, może mieć do pewnego stopnia interesy sprzeczne z interesami swych sąsiadów. Każde przedsiębiorstwo dąży: a) do rozszerzenia swojej produkcji kosztem zapasów na działkach sąsiednich i b) do ochrony swojego pola od czerpania z niego ropy przez sąsiadów.

Dla przeprowadzenia pierwszego zadania zwykle stosują: 1) wcześniejsze założenie szybów od sąsiadów, 2) wiercenie szybów ostateczną dymensją większą, niż u sąsiadów, 3) eksploatowanie takich poziomów, które sąsiadom nie są jeszcze znane, 4) zakładanie szybów w taki sposób, aby móc eksploatować jak największy obszar, 5) forsowanie eksploatacji.

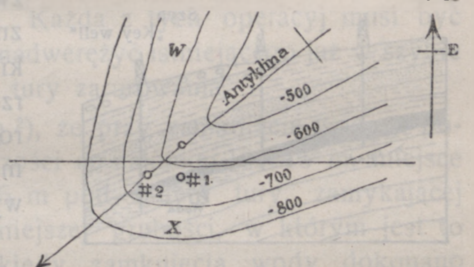
---

[1]) L e t s ö, Le champ de gaz naturel de Sarmasel. Ann. des Mines de Roumanie, 11, 1922 i to samo w Petroleum Zeitschr., 1922.

[2]) R u e d e m a n n a. G a r d e s c u, Estimation of reserves of natural gas wells by relationship of production to closed pressure. Bull. Amer. Assoc. Petr. Geolog., vol. 6, n. 5, 1922.

Oczywiście, pierwszy produkujący szyb może zebrać ropę z największego pola i w warunkach najbardziej pomyślnych. Myślą, że pierwsze szyby, zwłaszcza samopłynne i wybuchowe, mogą wytworzyć do pewnego stopnia rodzaj kanałów ściekowych ku sobie i na pewnej przestrzeni stworzyć naokoło siebie nieproduktywną przestrzeń.

Szyb, mający ostatnie rury w pokładzie 8″, ma większe szanse wydajności, niż szyb z rurami 6″. Rozmiary zbiornika w przodku szybu wiertniczego mogą być zwiększone przez przedziurawienie rur; sądzą, że przez takie perforowanie rur, stosunek dymensji rur 8:6 zmienia się na $8^2:6^2$, czyli 64:36, więc rury 8″ dają prawie dwa razy większy zbiornik, niż rury 6″. Oczywiście wydajność nie zwiększa się w takim samym stosunku, lecz przy znacznem nasyceniu piasków wyniki są bardzo znaczne, zwłaszcza przy eksploatacji zapomocą pomp. Stosując gęściejszą sieć szybów, położonych w porządku szachownicy na działce, położonej niżej w kierunku upadu od sąsiedniej, można na tejże znacznie zmniejszyć produkcję.



Rys. 87. Szyb № 2 na parceli X jak szyb obronny przeciwko szybowi na osi siodła na parceli W.

Forsowanie eksploatacji w celu otrzymania większej produkcji od sąsiadów ma naturalnie swoje granice, bo nie można pracować nieekonomicznie; nie można czasem zwiększać pompowania, bo zciąga się przytem znaczną ilość piasku, a więc przerywa się i samo pompowanie.

Zakładanie szybów w celach ochronnych od sąsiada musi również opierać się na dokładnej znajomości budowy geologicznej pola; przy budowie pola, wykazanej na szkicu (rys. 87), jeżeli na działce I-szej (W) został otrzymany produktywny szyb, to na działce II (X) należy założyć szyb № 2, a nie szyb na miejscu № 1, jak mógłby myśleć przemysłowiec, nie liczący się z geologiczną budową pola.

W Stanach Zjednoczonych są różne systemy, t. zw. ofenzywy i defenzywy pomiędzy sąsiadami, czyli polityki zaczepnej i obronnej. Charakterystyczne rozmieszczenie szybów na działkach, należących do różnych przedsiębiorstw, widzimy na rys. 36, str. 101.

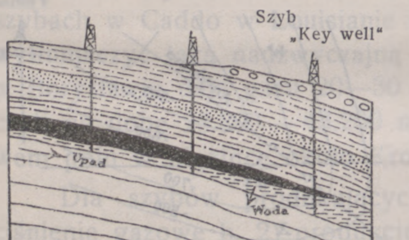
Używanie vacuum-pomp, czyli ekshaustorów dla zciągania gazów poza rurami (casing-head gas) prowadzi również do zwiększenia produkcji ropnej, powodując dopływ ropy do szybu i jednocześnie zciągając ropę z szybów, nie mających takich pomp.

Dla założenia każdego nowego szybu koniecznem jest znać historję każdego najbliższego szybu. Pod historją szybu należy rozu-

mieć tak przekrój geologiczny otworu, poziomy ropne i wodne, jak i przebieg samego wiercenia: zarurowanie, zamknięcie wody, główne instrumentacje.

Powiększenie wydajności szybów.

Zwykle używane metody eksploatacji szybów, jak pompowanie, tłokowanie i łyżkowanie, w niektórych wypadkach, a zwłaszcza w szybach, dających znaczną ilość wody z ropą, dają wyniki nieekonomiczne. W Baku pierwszy raz były zastosowane dla takich szybów kompresory (air lift), czyli wprowadzenie do szybu zgęszczonego powietrza, które, tworząc mieszaninę z płynem, zmniejsza jego ciężar gatunkowy w turze rur ekstrakcyjnych i podnosi jego poziom do powierzchni ziemi. Wydajność płynu, a więc i ropy może być znacznie zwiększoną. Taki sposób daje jednak znaczną stratę benzyny w ropach lekkich i może doprowadzić do utworzenia się z ropy i wody trudnej do rozdzielenia emulsji. Sposób ten może być zastosowanym tylko przy wysokim poziomie płynu w szybie [1]).



Rys. 88. Jeden z sposobów eksploatacji zawodnionego poziomu ropy na polach Kern River w Kalifornji, zapomocą zciągania wody kompresorem przez szyb „Key well".

Szerokie zastosowanie kompresorów, jak było wyżej wspomniane, na Bibi-Ejbacie (str. 130) i w Kern River w Kalifornji (rys. 88) sprowadziło całą operację do nieco innego procesu zwiększenia produkcji, znanego w Ameryce pod nazwą „flooding", czyli przepłókanie ropnych piasków, przyczem wodę wprowadza się pod pewnem naturalnem ciśnieniem do jednego z szybów [2]). Inny znowu sposób jest w zastosowaniu gazowych pomp, co zwiększa wydajność gazu i ropy; zmniejszenie ciśnienia w wyczerpanym ropnym poziomie wpływa na rozszerzenie się gazu w nim i zwiększenie się wydajności. Ten sam wynik otrzymamy, jeżeli odwrotnie gaz, czy nawet powietrze, zmusimy przechodzić przez ropny poziom, niezawierający już dostatecznej ilości gazu. Stąd powstał proces Smith-Dunn, czyli Marietta (r. 1911), polegający na tłoczeniu powietrza pod ciśnieniem przez jedne szyby (air wells) do ropnego poziomu i pompowaniu ropy przez inne szyby [3]).

[1]) Nikiel, Wydobywanie ropy zapomocą zgęszczonych gazów. Czasopismo Górniczo-Hutnicze, IX, 1919.

[2]) Lewis, Methods for increasing the recovery from oil sands. Bureau of Mines, Bull. 148, 1917.

[3]) Kowalski, O sposobach podniesienia produkcji ropy, stosowanych w Stanach Zjednoczonych. Przegląd Naftowy, 2, 1921.

Zastosowanie każdego z tych środków potrzebuje dokładnej znajomości z przekrojem ropnej serji warstw i własności skał samego ropnego pokładu; najlepsze wyniki sposobu Marietta były otrzymane w Ohio na pokładach o znacznej porowatości, przyczem była zwiększona wydajność ropy parafinowej i gazu, a ilość wody zwiększyła się tylko odpowiednio do powiększonej wydajności ropy.

Do środków zwiększania produkcji, potrzebujących zwłaszcza specjalnego zbadania ropnych pokładów, należy także i torpedowanie szybów, zastosowane po raz pierwszy w r. 1865 w Pensylwanji około Titusville przez pułkownika Robertsa [1]). Torpedowanie dziś używa się w różnych wypadkach: do zwiększenia produkcji w szybie, odgwoźdżenie szybu przez rozkruszenie zagważdżających przedmiotów, lub przez rozszerzenie otworu i następnie usunięcie tych przedmiotów na bok; do wyciągnięcia rur, schwyconych przed porzuceniem szybu, lub przed naprawą cementacji otworu. Każda z tych operacyj musi być dokonaną w taki sposób, aby nie nadwerężyć istniejącego już w szybie zamknięcia wody i buta ostatniej tury zarurowania.

Praktyka rumuńska wykazuje [2]), że przy zamknięciu wody w pokładach gliny plastycznej o miąższości co najmniej 10—15 m, miejsce wybuchu może być również o 15 m pod butem tury, zamykającej wodę; w wypadku pokładu o mniejszej grubości, w którym jest to zamknięcie wody, a zwłaszcza, kiedy zamknięcia wody dokonano tylko przez nabicie gliny poza rury, miejsce wybuchu może być tylko znacznie głębiej pod tamponażem; przy zamknięciu wody zapomocą cementowania, miejsce wybuchu musi być również jak najdalej.

Zwiększenie produkcji przez torpedowanie (torpedoing, czyli shooting wells) polega na tem, że pokład ropny zostaje rozbitym, tworzy się większy zbiornik do ropy w przodku otworu, a w samym pokładzie powstają nowe ściekowe kanały. W pokładach twardych, jak twarde piaskowce, wapienie i twarde łupki, właśnie w taki sposób wybuch roztwiera pokład; w pokładach miękkich, jak piaski, np. na Kaukazie i w Kalifornji, torpedowanie nietylko nie sprawia pożądanych wyników, a odwrotnie może mieć skutki ujemne. Jeżeli miękkie łupki są ropnym pokładem, wybuch powoduje zgniecenie tych warstw i zupełnie uniemożliwia dopływ ropy do otworu.

W pokładach twardych i zbitych, jak niektóre piaskowce, użycie nadmiernie silnego naboju ma taki skutek, że piaskowiec nietylko rozluźnia się, ale i rozpyla się; otwór nie może być oczyszczony całkowicie z takiego mułu, który może zupełnie zatkać pory w piaskowcu i wstrzymać produkcję.

---

[1]) Torpedowanie szybów naftowych w Pensylwanji. Nafta, 1893.

[2]) Ottetelisanu, Instrumentationi la sondajele de petrol. Ann. des mines de'Roumanie, № 12, 1922.

Z praktyki górniczej wiemy, że materjały wybuchowe, działające silnie i raptownie, dają więcej miału, a materjały słabe i działające powoli nie rozmiażdżają skały; pierwsze mogą nie mieć tak szczelnie zatkanych otworów strzałowych, jak drugie. Obydwa rodzaje materjałów mogą być używane w szybach; proch, jako materjał słaby i powolny, daje w szybach płytkich, do kilkuset stóp, wyniki lepsze od dynamitu, który zanadto w takich szybach wyrzuca wodę; natomiast w głębokich szybach używają tylko dynamitu (nitrogliceryny), który się zakłada w specjalnych do tego przystosowanych blaszanych cylindrach [1]). Przy używaniu do opuszczenia naboju linki konopnej zwykle biorą linkę już starą, która więc nie wyciąga się. Do rozbicia zwykłej rury wiertniczej jest dostateczny nabój 5 kg dynamitu; do rozbicia więcej masywnych części narzędzi wiertniczych w otworach zagwożdżonych używa się zwykle około 10 kg dynamitu. Słup wody i wogóle płynu na 50 stóp nad nabojem jest wystarczający. W celu zwiększenia produkcji szybu używają silniejszych naboi. W Pensylwanji i Oklahoma stosują ilość dynamitu 4—6 kwart i więcej do 80—100, a nawet 200 kwart; 1 kwarta — odpowiada 1,13 litra, czyli mniej więcej używa się dynamitu od 4 kg do 80—100 i do 200 kg. Jeżeli przecznica naboju musi przejść przez rury 5″-owe, to długość blaszanego cylindra używa się zwykle około 10 stóp. Miejsce wybuchu musi odpowiadać zupełnie dokładnie poziomowi ropnego pokładu; rury muszą być podciągnięte co najmniej na 50—70 m ponad miejscem wybuchu. Jednak zbyteczne podciągnięcie rur może spowodować znaczne zasypy; więc w skałach, które w danym otworze dawały znaczne zasypy podczas wiercenia, należy podciągać rury mniej.

Ilość dynamitu musi być dopasowaną do twardości i porowatości skały, którą zamierzamy rozkruszyć. W skale szczelinowatej wybuch musi być raptowniejszy, niż w skale zbitej i dla skał zbitych wypadałoby zastosować materjał, działający powolniej, niż dynamit. W pokładzie o stromym upadzie należy dać nabój słabszy, niż w pokładzie poziomym przy innych jednakowych warunkach. Otwór, stojący na ropnym pokładzie, przed strzałem musi być dobrze wyczyszczony; również koniecznem jest otrzymać przed strzałem, zapomocą próbnika, lub rozszerzacza, próbki pokładu w większych kawałkach. Kiedy wybuch ma być dokonany na poziomie wyższym, t. j. po przewierceniu pokładu, otwór musi być szczelnie zatkany plastyczną gliną do tegoż poziomu, zaś głębokość, na jakiej pokład został przewiercony, należy dokładnie sprawdzić zapomocą rozszerzacza. Próbki

---

[1]) Rysunki takich cylindrów, sposoby nabijania ich i zapalania nabojów są podane w dziełach: Redwood, A treatise on Petroleum, Vol. II, 428; Ottetelisanu, l. c., 939—940; Curtin, Casing Troubles and Fishing Methods in Oil Wells. Bur. of Mines, Bull. 182, 1920, 43.

pokładu, w którym zamierzono przeprowadzić torpedowanie, muszą być zbadane przez geologa i stosownie do wyników takiego badania musi być określona wielkość naboju. Jeżeli na pewnem polu naftowem były już robione próby torpedowania i w otworach po strzale otrzymano znaczne zasypy, jest to najlepszy dowód, że użyto za silnych naboi. Zwłaszcza należy być ostrożnym w wykonaniu torpedowania na działce, okrążonej szybami, ponieważ zbyt silny nabój może nie dać pomyślnych wyników w szybie torpedowanym, a odwrotnie zwiększyć produkcję u sąsiadów. Dlatego też w Stanach Zjednoczonych przeważnie stosują torpedowanie przed rozpoczęciem wiercenia na działkach sąsiednich. Dobrze dokonane torpedowanie otworu daje lekkie wstrząśnięcie gruntu około szybu i następnie przez pewien czas, w zależności od głębokości szybu, słaby wybuch wody i ropy czasem z małemi kawałkami skały ropnego pokładu. O ile torpedowanie było skuteczne, zwykle ropa zjawia się bezpośrednio po wybuchu. Są wypadki, kiedy bez torpedowania szyby pozostawałyby nieproduktywnemi, jak również, kiedy i dobrze wykonane torpedowanie nie miało żadnego wpływu na wydajność szybu. Według przypuszczenia Załozieckiego skutkiem wybuchu może być znaczne zniżenie temperatury, a więc i krzepnięcie ropy parafinowej w porach skały; Załoziecki dawno już zwrócił uwagę, że byłoby pożądanem dla zwiększenia wydajności szybów w Borysławiu stosować takie środki, zapomocą których możnaby było temperaturę ropy w ropnym pokładzie podjąć, a nie zniżyć.

Jest niebezpiecznie przy torpedowaniu, kiedy wskutek wybuchu tworzy się w rurach korek z liny, na której był opuszczony nabój [1]); jeszcze niebezpieczniej jest, kiedy rury zostaną nabite zasypem z dołu. Pierwszy wypadek starają się uprzedzić zastosowaniem liny odpowiedniej, niezbyt wielkiej grubości; aby uniknąć drugiego wypadku, który zwłaszcza może spowodować uszkodzenie, lub nawet przesunięcie całej tury rur, zamykających wodę, należy zastosować odpowiednią siłę naboju, co potrzebuje dokładnego zbadania pokładu, w którym ma nastąpić wybuch, i zbadania stanu całego przekroju otworu (zamknięcie wody), jak również i stanu sąsiednich otworów.

Ciśnienie gazowe i boczne ciśnienie skał.

Praktyka wiertnicza wykazała (p. str. 22), że jest ścisły stosunek pomiędzy ciśnieniem gazu w szybie i głębokością zalegania ropnego lub gazowego pokładu. Na polach ropnych i gazowych Kansas i Oklahoma ciśnienie gazowe zwykle zupełnie dokładnie odpowiada

---

[1]) K. Friedl, Die Torpedierung des Bohrloches „Herzfeld I“ in Tustanowice. Petr. Zeitschr. 8. 1923.

ciśnieniu 40 funt. na każde 100 stóp głębokości, czyli ciśnienie gazowe równa się ciśnieniu słupa wody odpowiedniej wysokości. Stąd powstała myśl, że gazowe ciśnienie zależy od hydrostatycznego ciśnienia słupa wody na odpowiedniej głębokości. Amerykanie nazywają takie ciśnienie „statycznem" (static or closed pressure); jest to więc ciśnienie, jakie wywiera ropa i gaz na ścianki zbiornika, w którym one są zamknięte, a również i na zarurowanie szybu, połączonego z takim zbiornikiem. Ciśnienie na manometr, które wywiera gaz, swobodnie wychodzący z szybu, nazywają „dynamicznem" (dynamic czyli open-flow pressure); wysokość tego ciśnienia zależy od dymensji rur i jest mniejszą od statycznego ciśnienia wskutek straty na tarcie w rurach.

Ciśnienie słupa płynu i atmosfery w szybie przeciwdziałają ciśnieniu ropy i gazu, które musi być odpowiednio bardziej znaczne, aby szyb mógł być samopłynnym. Ciśnienie, wymierzone bezpośrednio przy wylocie szybu, jest właśnie taką różnicą pomiędzy ciśnieniem ropnem i gazowem w pokładzie i ciśnieniem słupa płynu i atmosfery. W szybach suchych gazowych ciśnienie manometryczne przy wylocie szybu odpowiada ciśnieniu gazowemu w pokładzie. Oczywiście dla porównania między sobą, wszystkie wykazy chyżości gazu muszą być sprowadzone do jednej wielkości średnicy rur; w Ameryce przyjmują do tego średnicę 2"-ową. Naogół dla podwojenia ilości gazu, wychodzącego z szybu, musimy ciśnienie gazowe powiększyć cztery razy, ponieważ, aby otrzymać podwójną ilość gazu w przeciągu tego samego czasu, chyżość (v) gazu musi być dwa razy większą, a v zmienia się proporcjonalnie $\sqrt{d}$, gdzie d jest ciśnieniem gazu.

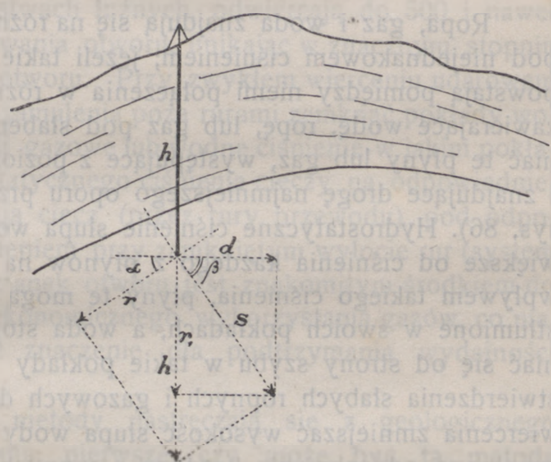
W Ameryce często nazywają statyczne gazowe ciśnienie także ciśnieniem skał (rock pressure), wychodząc z tego założenia, że skalne masy właśnie wywierają ciśnienie na ropę i gaz w ich złożu. Jednak nie jest to słusznem, bo skały odgrywają tu tylko rolę zbiornika i wywierają tylko przeciwciśnienie. Natomiast boczne ciśnienie skał jest tym czynnikiem, który wywiera chwytanie rur w terenie i zgniecenie rur, oraz tworzenie się zasypów i jam naokoło otworu, nietylko w pokładach skał luźnych, jak piaski i gliny, lecz nawet w skałach zbitych i twardych.

Każda paczka warstw na głębokości wytrzymuje pewne ciśnienie wskutek ciężaru warstw pokrywających i naprężenia, złączonego z zaburzeniem (pofałdowanie, uskoki) tych warstw. Jedne skały, jak łupki, gliny i piaski mogą ulegać wyciskaniu, przesunięciu i zgnieceniu w większym stopniu, niż inne więcej twarde, jak wapienie, piaskowce. Znaczne zaburzenia tektoniczne, jak fałdy, zwłaszcza asymetryczne i przewalone, wywierają w skałach stan niestałej równowagi;

każde rozprężenie takiego stanu, wywołane wywierceniem otworu, może doprowadzić do zasypu otworu lub nawet do zgniecenia rur.

Nietrudno wyliczyć ciśnienie skał, posługując się rozkładem sił. W serji nachylonych warstw pionowe ciśnienie h (rys. 89) może być rozłożone na dwa komponenty: jeden w kierunku upadu warstw (r), drugi w kierunku pod kątem prostym do upadu (s). Ten ostatni może być rozłożony na dwa inne: w kierunku pionowym (r^1) i poziomym (d).

Siła w kierunku poziomym (d) jest właśnie tem naprężeniem, które prowadzi do chwytania i zgniecenia rur; to boczne ciśnienie $d = s. \cos\beta$, a $s = h. \cos\alpha$, gdzie h jest ciężar kolumny skał, wywierających ciśnienie, $\alpha =$ kąt upadu warstw, a $\beta = 90^0 - \alpha$. Więc dla obliczenia siły d mamy równanie $d = h. \cos\alpha. \cos(90^0 - \alpha)$, z którego możemy wnioskować, że maksymalnem ciśnienie to jest przy $\alpha = 45^0$ i zmniejsza się tak przy zmniejszeniu, jak i przy zwiększeniu kąta α.



Rys. 89. Boczne ciśnienie skał na ściany szybu wiertniczego.

W warunkach geologicznego układu Mraźnicy, gdzie na głębokości około 700 m upad warstw może wynosić jeszcze 40^0, otrzymamy $d = h. \cos 40^0. \cos 50^0 = h. 0{,}49$. Przyjmując ciężar gatunkowy skał Mraźnicy na 2,5, otrzymamy ciężar kolumny tych skał wysokości 700 m = 70 atm. 2,5=175, a dla d=85,75 atm. Z technicznych tabel wiemy, że rury 10″ przy grubości ścianek 7 mm i wadze 47 kg wytrzymują zewnętrzne ciśnienie tylko do 80 atm; rury 9″ wytrzymują ciśnienie do 100 atm. Ze względu na ciśnienie skał w Kalifornji używają zwykle rury grubsze, niż w Polsce; rury 10″ wagi 48 f. na stopę zwykle mają grubość 0,450″ = 11,4 mm, wytrzymują one zewnętrzne ciśnienie do 2234 f. na kw. cal, czyli do 157 atm. Należy i w warunkach naszych terenów naftowych, zwłaszcza w warstwach bardzo zaburzonych, określać możebne boczne ciśnienie skał dla porównania go z podawaną wytrzymałością rur, zwykle używanych średnic, uwzględniając, że czynnik bezpieczeństwa dla rur w otworze świdrowym musi być co najmniej 2. Jeżeli rury 10″ mają podawaną przez fabrykę dopuszczalną wytrzymałość 80 atm., a boczne ciśnienie na głębokości 600 m jest 73 atm., takie rury mają czynnik bezpieczeństwa zaledwie 80/73 i każde wadliwe miejsce w takiej rurze może

spowodować niebezpieczeństwo. Każde zmniejszenie przeciwwagi słupa płynu w otworze może w takich warunkach być bezpośrednią przyczyną zgniecenia rur. Niebezpieczeństwo jest tem większe, jeżeli skały twarde są przewarstwowione, na głębokości krytycznej dla danych rur, warstwami słabych skał, jak łupki i gliny.

W wypadkach gdy rury zostaną schwycone przez teren, stopniowe zwiększenie słupa wody w rurach może dopomóc do ponownego uruchomienia kolumny rur. Słup wody może zrównoważyć boczne ciśnienie skał i zwolnić rury od zewnętrznego ciśnienia, które chwyta rury; również powiększenie ciśnienia wewnętrznego w rurach zapobiega możności skręcenia rur przy ich zwykłem poruszaniu.

Zamulanie ścianek otworu wiertniczego (mud-laden fluid); wiercenia obrotowe i diamentowe.

Ropa, gaz i woda znajdują się na różnych poziomach serji ropnej pod niejednakowem ciśnieniem; jeżeli takie poziomy nie są izolowane, powstają pomiędzy niemi połączenia w różnych kierunkach. Poziomy, zawierające wodę, ropę, lub gaz pod słabem ciśnieniem mogą pochłaniać te płyny lub gaz, występujące z poziomów o wysokiem ciśnieniu i znajdujące drogę najmniejszego oporu przez otwór wiertniczy (patrz rys. 86). Hydrostatyczne ciśnienie słupa wody w otworze może być większe od ciśnienia każdego z płynów na różnych poziomach i, pod wpływem takiego ciśnienia, płyny te mogą być do pewnego stopnia stłumione w swoich pokładach, a woda stopniowo może rozprzestrzeniać się od strony szybu w takie pokłady o słabem ciśnieniu. Dla stwierdzenia słabych ropnych i gazowych dopływów, musimy podczas wiercenia zmniejszać wysokość słupa wody w otworze; natomiast dla zupełnego odosobnienia każdego z ropnych gazowych i wodnych poziomów, możemy zwiększyć hydrostatyczne ciśnienie w otworze, jednak w taki sposób, aby woda z otworu nie mogła przedostać się do poziomów o słabem ciśnieniu. Doskonałym środkiem do tego jest używanie w otworze wody, lecz nie czystej, a w postaci mechanicznej mieszaniny wody i mułu (mud-laden fluid) [1]). Taką gęstą ciecz otrzymujemy przez domieszkę do wody mułu tak drobnego, aby nie opadał na dno w stanie spokojnym wody. Pierwszym warunkiem do tego jest, aby glina, używana do mieszaniny, zupełnie nie zawierała piasku, który ulega prędkiej sedymentacji i może zaiłować dno otworu. Gęstość takiej cieczy może być 1,2 do 1,3 i nawet w niektórych wypadkach do 1,6. Słona woda nie może być używaną do takiej cieczy, a dodanie do niej niewielkiej ilości sody żrącej znacznie powiększa jej trwałość. Ciśnienie, które wywiera taka ciecz na ścianki otworu, jest

[1]) Lewis a. McMurray, The use of mud-laden fluid in oil and gas wells. Un. St. Bur. of Mines, Bull. 134, 1916.

odpowiednio wyższe, tak że na głębokości 1000 m to ciśnienie będzie nie 100 kg na 1 cm² a 120 do 160 kg. Taka ciecz wstępuje we wszystkie porowate warstwy, w których ciśnienie jest mniejsze, i stosunkowo prędko oddaje cząsteczki mułu w porach, zalepiając je, jak w zwykłym filtrze. W krótkim czasie zostaje powstrzymane przesiąkanie wody ze strony otworu w warstwy, a płyny i gaz, zawarty w nich, zostają zupełnie zamknięte. Przy zmniejszeniu ciśnienia słupa mułu, ciśnienie w warstwach może stać się nadmiernem i pory zamulone zostaną napowrót otwarte; a więc, regulując do woli wysokość słupa cieczy w otworze lub jej gęstość, można, w razie potrzeby, zpowrotem połączyć każdy poziom z otworem. Wprowadzenie mułu w warstwy sypkie, jak piasek i żwiry, powoduje wzmacnianie ich dzięki takiemu lepiszczu gliniastemu, które przy wysokiem ciśnieniu zostaje wtłoczone w skały. Stosując płóczkę wodą zamuloną, przy wierceniu obrotowem (rotary) w warstwach luźnych, odwiercają do 500 i nawet do 800 metrów bez zarurowania otworu, unikając w znacznym stopniu lub zupełnie zasypywania otworu. Przy zwykłem wierceniu udarowem również można sposobem zamulenia poza rurami zamknąć pokłady wodne, gazowe i ropne. Jeżeli gazowe lub wodne ciśnienie w jakim pokładzie jest wyższe od hydrostatycznego ciśnienia cieczy na odpowiedniej głębokości otworu, wtłaczają ciecz (przez rury przewodu) pod odpowiednio zwiększonem ciśnieniem przy zamkniętym wylocie rur (system kalifornijski). Zamulanie ścianek otworu jest znakomitym środkiem do najlepszego i najbardziej ekonomicznego wykorzystania gazów, co ma, jak mówiliśmy, największe znaczenie dla podtrzymania wydajności ropnych szybów.

Przy stosowaniu tej metody nastręczają się z geologicznego punktu widzenia dwa pytania: pierwsze, czy może być ta metoda skuteczną w warstwach szczelinowatych? Praktyka wykazała, że warstwy, przepuszczające wodę lekko, właśnie grubo porowate, zamulają się najtrudniej i muł wprowadza się w takie warstwy prawdopodobnie jak najdalej od ścianek otworu. Widoczną jest rzeczą, że szczeliny w skałach z biegiem czasu zostają zamulone wskutek zwietrzenia tych skał, lecz do tego potrzebny jest czas geologiczny, zadaniem zaś zamulania ścianek otworu jest uszczelnianie ich podczas wiercenia; takiego uszczelniania nie można stosować w ciągu dłuższego czasu, i w otworach wiertniczych dla ich eksploatacji koniecznem jest późniejsze bardziej stałe zamknięcie wodnych poziomów. Wiercenie obrotowe z zamuleniem jest może najlepszym systemem wiercenia w skałach sypkich i nietwardych (Louisiana, Texas, California, Baku, Rumunja), lecz zamulenie w skałach twardych i szczelinowatych, możebne teoretycznie, może być niewykonalne w przeciągu krótkiego czasu, który ma wiertacz do swego rozporządzenia, a wprowadzenie do otworu wody błotnistej w wielkiej ilości w pewnych wypadkach może być

tak samo niepotrzebnym środkiem, jak i wprowadzenie wody czystej. Należy jednak rozróżniać w stosunku do skał twardych i nieco szczelinowatych, jakiemi są one prawie zawsze, zasadę samego wiercenia obrotowego i zasadę zamulenia ścianek otworu. Wiercenie obrotowe może być bezwzględnie zastosowane i do skał trwardych, lecz zarurowanie otworu, po zamuleniu jego ścianek, należy uskuteczniać w skałach szczelinowatych prędzej, niż w wypadku skał miękkich. Nastręcza się tu jeszcze inne pytanie, — czy konieczne są pewne ograniczenia w zastosowaniu metody zamulania przy wierceniach na ropę. Mogą istnieć pewne zastrzeżenia przy zastosowaniu w takich wypadkach systemów wiercenia z płóczką czystą wodą; natomiast takie same systemy wiercenia z płóczką wodą błotnistą nie mogą mieć żadnych ograniczeń, bo po zamuleniu ścianek woda nie może przedostać się w głąb warstw, a w wypadku warstw szczelinowatych metoda zamulania nie da oczekiwanych wyników i każdy technik będzie zmuszony do zamknięcia takich pokładów, po ich przewierceniu i zarurowaniu, metodą cementacji lub inną. Natomiast nie jest wskazane stosowanie metody zamulania przy wierceniu poszukiwawczem na terenach zupełnie jeszcze niezbadanych; samo dążenie do uniezależnienia wiercenia od przedwstępnego zbadania przekroju, jak to sądzą niektórzy technicy odnośnie do metody zamulania, jest zasadniczym błędem. Każdy system wiercenia, nietylko obrotowy, może potrzebować do swego zastosowania pewnych zmian, uzależnionych od miejscowych warunków geologicznego przekroju. Zasady systemu wiercenia pozostają te same, lecz bywają pewne modyfikacje np. na polach Gulf Coast, północnego Texasu, Kalifornji, Baku i Rumunji. Dzisiejszy system obrotowego wiercenia z zamulaniem otworu daje już pewną gwarancję otrzymania dobrych próbek przekroju [1]), a częste niepowodzenia przy stosowaniu systemu wiercenia z zamulaniem były spowodowane nieznajomością przekroju. Przy dzisiejszych systemach obrotowego wiercenia z płóczką nawet w pokładach piaszczystych, jak w Baku i Rumunji, zupełnie unikają tworzenia się kawern, regulując prędkość cieczy i jej gęstość. Natomiast przy systemie udarowym z płóczką mogą być wypadki, kiedy trudno uniknąć kawern, a skrzywienie otworów przy wierceniu obrotowem w pokładach o stromym upadzie i niejednakowej twardości jest zjawiskiem zwykłem. W warunkach geologicznego przekroju Borysławia wiercenie obrotowe należałoby stosować dopiero po przejściu partji nasuniętej systemem kanadyjskim albo pensylwańskim (linowym

---

[1]) Odpowiednie zabiegi są opisane w książce John R. Suman, Petroleum Production Methods, Houston, Texas, 1921. — Inż. Świerczewski, Ropa, 1911, № 9, przytacza różne zarzuty, które w swoim czasie były robione względem systemów wiercenia z płóczką, powołując się i na praktykę w Borysławiu, gdzie zwykle woda płóczkowa wymywała znaczne kawerny w pokładach sypliwych, co miało następstwem skrzywienie szybów.

czyli standard). Takie kombinowane wiercenie mogłoby dać bardzo znaczną oszczędność czasu, a od prędkości wiercenia szybów może zależeć cała przyszłość naszego przemysłu naftowego.

Wiercenie diamentowe różni się od zwykłego obrotowego (rotary) tem, że rozkrusza nie całą przecznicę otworu, a tylko pierścień naokoło rdzenia. Wiercenie diamentowe daje najlepsze wyniki w skałach twardych i mocnych, a więc odwrotnie, niż przy wierceniu obrotowem zwykłem,—i najczęściej używają przy niem czystą wodę; dla zamknięcia poziomów gazowych i wodnych może być natomiast zastosowaną woda błotnista z takiem samem powodzeniem, jak i przy innem obrotowem wierceniu, o ile warstwy nadają się do zamulania.

Można powiedzieć, że wiercenie obrotowe z zamulaniem jest wierceniem eksploatacyjnem przeważnie, natomiast wiercenie diamentowe musi być wierceniem poszukiwawczem. W Panuco, Meksyk, w r. 1921 było wykonane wiercenie diamentowe[1]), które dało na głębokości 2153 stóp (646 m) przy średnicy $3^{5}/_{8}''$ dopływ ropy w ilości 1200 baryłek dziennie (około 17 wagonów). Przy głębokości do 5000 stóp (1500 m) średnica otworu musiałaby być zredukowaną do $2\frac{3}{4}''$; jednak nie jest wykluczonem, że w ropnym pokładzie otwór może być rozszerzonym, a więc, że diamentowe wiercenie może być również dopasowane i do eksploatacji. W r. 1922 w Tampico Intern. Petrol. Co wykonało diamentowem wierceniem szyb № 25 do głębokości 562 m w 48 dni, z których na efektywną pracę zużyto 28 dni. Wiercenie poszukiwawcze diamentowe daje na terenach zupełnie niezbadanych materjał geologiczny i techniczny, który pozwala ustalić wszystkie konieczne cechy przekroju, ilość poziomów ropnych, ich miąższość dokładną, porowatość i szczelinowatość warstw, nawet kierunek upadu. Po stwierdzeniu przez takie wiercenie obecności serji ropnej i stopnia jej nasycenia, szyb eksploatacyjny może być przewiercony innym systemem, najbardziej odpowiednim do miejscowych warunków. Inne zastosowanie wiercenia diamentowego polega na tem, że w normalnym otworze, przewierconym innym sposobem, po dowierceniu do ropnego pokładu, rozpoczynają wiercenie diamentowe, którym otrzymują 2″-owy rdzeń całego ropnego pokładu; taki rdzeń pozwala ustalić wszystkie własności pokładu (budowę, charakter ropy, porowatość, twardość), które mogą być nader ważne dla uzyskania najlepszych wyników eksploatacji. Można spodziewać się, że w Ameryce diamentowe wiercenie otrzyma praktyczne zastosowanie do badania terenów naftowych i czas największy, aby wiercenie obrotowe, które dało nadzwyczajne techniczne i ekonomiczne wyniki na polach

---

[1]) Edson, Diamond drilling for production. Bull. Amer. Assoc. Petr. Geolog., vol. 6, n. 2, 1922. — Longyear, The Diamond Drill in Oil Exploration, Ibid. — Mitchell, Engin. a. Min. Journal, 7—1, 1922.

Kalifornji, Texasu, Louisiany, Persji, Birmy i innych, znalazło zastosowanie i na polach naftowych Polski.

Hasłem przemysłu naftowego Polski i nowego pokolenia inżynierów i robotników wiertniczych musi być dziś—szybkość wiercenia i postęp techniczny[1]).

Oszacowanie terenów ropnych.

Powstaje zawsze konieczność oszacowania terenów, które są uważane za roponośne; pośród takich terenów należy wyróżnić[2]): 1) tereny o sprawdzonej roponośności, 2) tereny prawdopodobnie ropne, 3) tereny możebnie ropne i 4) tereny przemysłowo nieropne.

---

[1]) Po napisaniu tych słów miałem sposobność zwiedzić obrotowe wiercenie szybu № XVI Stateland, firmy „Premier" w Tustanowicach. Szyb, rozpoczęty w marcu 1923 roku, miał 18 sierpnia głębokość 550 m; zarurowanych było 111 m rurami 15½", ciecz używana do zamulania ma c. g. 1,6; ił był wzięty z hałd kopalni wosku.

Przy wierceniu obrotowem dymensja następnych kolumn rur zmniejsza się daleko prędzej niż przy wierceniach kanadyjskiem i linowem (pensylwańskiem); zwykła różnica między dymensjami rur poprzedniej kolumny i następnej jest do 5". Przy znacznych głębokościach wierceń w Mraźnicy i Borysławiu zadaniem wiercenia obrotowego jest osiągnąć poziom dolnych menilitów, więc około 1000 i do 1200 m, tylko dwoma kolumnami rur (15½" i 10"). Gdyby to udało się, sprawa wiercenia obrotowego na naszych polach byłaby załatwiona pomyślnie, bo dalsze pogłębienie można byłoby prowadzić i sposobem kanadyjskim, mając w rozporządzeniu dostateczną ilość dymensji. Zmniejszenie dymensji rur przy wierceniu obrotowem otworów znacznej głębokości, jak w Borysławiu, może być jedną z ujemnych stron tego systemu; moim zdaniem, przyczyną takiego zmniejszenia jest właśnie stosowanie do zarurowania otworu rur łączonych na mufy. Technika wyrobu stalowych rur łączonych gwintami stale rozwija się, a przy stosowaniu takich rur różnica dymensji może być doprowadzona do 2½" i mniej bez szkody dla samego procesu wiercenia.

Dotychczasowe wyniki wiercenia szybu № XVI stwierdziły, że: 1) obrotowem wierceniem w Borysławiu można przejść i partję nasuniętą, prawda w Tustanowicach o miąższości tylko 300 m; 2) przy doświadczonem kierownictwie otwór nie jest skrzywionym; 3) zamulanie ścianek otworu daje możność pozostawania pod rurami w terenie do 400 m i więcej bez znacznych zasypów i jakichkolwiek kawern; 4) próbki otrzymywane z płóczki i z dłóta (fish-tail rotary bit i Sharp a. Hughes hard rock rotary bit) po ukończeniu marsza bynajmniej nie są gorszemi od próbek, otrzymywanych przy kanadyjce, a w wielu wypadkach nawet lepszemi; 5) prędkość wiercenia i ogólny postęp w pogłębianiu otworu pozwalają oczekiwać bardzo znacznego skrócenia czasu wiercenia głębokich szybów na polu Borysławia, Mraźnicy i Tustanowic.

Firma „Premier" zasługuje na wielkie uznanie za dążenie do wprowadzenia u nas obrotowego wiercenia i za wykształcenie na niem polskich techników i robotników. Mogę przypomnieć, że i w Baku pierwsze próby wiercenia obrotowego w r. 1911 nie miały powodzenia, natomiast powtórne próby w r. 1914 dały w Surachanach dobre wyniki i w r. 1917 było już 35 otworów w Bałachanach i Surachanach, wypełnionych wierceniem obrotowem. Zdaje się, że rząd Sowietów ma zamiar podjąć produkcję Bakińskiego obszaru jak najszerszem zastosowaniem właśnie wiercenia obrotowego.

[2]) B e a l, The Decline and ultimate prod. of oil wells, with Notes on the valuation of oil properties. Bur. of Mines, Bul. 177, 1919, st. 80. — B e a l, The Classification of Undeveloped Oil Land for Purposes of Valuation. Econ. Geol., XV, № 4. 1920.

Terenami sprawdzonemi (proved oil land) nazywamy tereny, w których produkujące szyby i odpowiednie geologiczne cechy dają pewność, że również i inne szyby będą miały przemysłową wydajność. Pewność w tym względzie ustala się właśnie wynikami szybów odwierconych, a geologiczne cechy pozwalają określić obszar, bezpośrednio leżący około takich szybów. Forma i rozmiary takiego obszaru mogą być różne w zależności właśnie od geologicznej budowy lub litologicznych własności serji ropnych warstw.

Tereny prawdopodobnie ropne (probable oil land) są to tereny, leżące zwykle około terenów z szybami produkującemi, lecz samo przypuszczenie o znajdowaniu się w nich ropy w przemysłowej ilości jest oparte na cechach geologicznych na powierzchni i na przypuszczalnem rozprzestrzenieniu elementów geologicznej podziemnej budowy od terenów sprawdzonych. W tych wypadkach geologiczne daty nie są tak pewne, jak dla terenów sprawdzonych i mogą być tłumaczone za i przeciw znajdowaniu się ropy. Odległość od ropnych szybów dla tej kategorji terenów jest bardzo względną, bo tereny, leżące np. wzdłuż siodła ropnego daleko od szybów produktywnych, prędzej mogą być zaliczone do terenów prawdopodobnych, niżeli działki, leżące znacznie bliżej, lecz w kierunku upadu warstw.

Terenami możebnie ropnemi (possible oil land czyli prospective oil land) nazywają tereny, leżące zwykle nie około produktywnych pól, lecz które mogą być uważane za ropne na podstawie geologicznej budowy i naturalnych przejawów ropnych.

Tereny prawdopodobnie i możebnie ropne różnią się od sprawdzonych tem, że nie mamy dla nich stałych podstaw do określenia przyszłej produkcji; obliczenie produkcji dla tego rodzaju terenów może być dokonane tylko zapomocą dobrze uzasadnionego porównawczego materjału, w stosunku do wydajności na akr, czy morgę, więc tylko przypuszczalnie. Tereny sprawdzone nadają się do wszystkich ścisłych obliczeń; dla terenów prawdopodobnych wszystkie szanse są prędzej za możebnością otrzymania przemysłowej produkcji, niżeli przeciw; tereny możebne określamy tylko na podstawie teoretycznych zestawień, jako nadające się do wierceń pionerskich (wildcate mówią w Stanach Zjednoczonych).

Tereny przemysłowo nieropne (commercially non-productive oil land) obejmują takie obszary, na których przy dzisiejszych warunkach nie możemy otrzymać rentujących się szybów. Tereny mogą być sprawdzone co do ropy, lecz wydatki na wiercenie nie mogą być pokryte produkcją; tereny prawdopodobne i możebne często muszą być zaliczone do tej kategorji już po pierwszem wierceniu, które mogło jednak otrzymać ropę. W każdym kraju, mniej więcej

zbadanym, nietrudno w każdym wypadku tereny zaliczyć do jednej z tych czterech grup, lecz oczywiście każde wiercenie, również jak i przyczyny ekonomiczne, mogą zmusić do przesunięcia terenu z jednej grupy do drugiej.

Materjały geologiczne.

Zaliczenie terenu do tej, czy innej grupy nie może być dokonane bez dokładnych geologicznych badań; założenie szybu i następne zestawienie przekrojów poszczególnych otworów, zabezpieczenie szybu od wody, wszystkie operacje, skierowane do zwiększenia wydajności szybu, wymagają tak przedwstępnych badań geologicznych, jak i ciągłych badań podczas samego wiercenia. Wykluczając specjalne geologiczne badania, należy podkreślić, że praca inżyniera wiertniczego styka się z wieloma geologicznemi zagadnieniami, a praca geologa na polach naftowych wymaga od niego również zrozumienia warunków technicznych wiercenia.

Przedwstępne badania geologiczne opierają się przeważnie na materjale, który może być zebrany na powierzchni ziemi, a więc dokładność ich w stosunku do podziemnej budowy zawsze jest względna. Badania geologiczne podczas wiercenia szybów dają natomiast materjał, który służy za podstawę do układania map strukturalnych, czyli pokładowych w warstwicach dla stropu np. każdej grupy ropnych pokładów, czy też dla innego przewodniego poziomu. Układanie takich map dla terenów z większą ilością szybów jest niezbędnem dla wszystkich praktycznych celów, związanych z dalszą eksploatacją terenu, i inżynierowie wiertniczy muszą zwracać szczególną uwagę na zbiór próbek wiertniczych i opracowanie takowych przez geologów lub odpowiednio przygotowanych inżynierów.

Próbki wiertnicze przy wierceniu udarowem otrzymuje się z każdego marszu zwykle w postaci miału, z którego tylko po przepłókaniu (najlepiej przez siatkę z oczkiem w 1 mm) można otrzymać próbkę, nadającą się nietyle do rzeczowego zbadania litologicznego, jeżeli nie zawiera większych kawałków, ile do porównania z próbkami poprzedniemi i następnemi. Przepłókane próbki starannie zebrane i uporządkowane stanowią w każdym razie materjał niezmiernie cenny; dziś materjał żadnego wiercenia nie powinien pozostawać bez przejrzenia go przez geologa. Materjał musi być następnie zgrupowany nietylko odpowiednio do piętr geologicznych, lecz również z uwzględnieniem litologicznych cech skał, poziomów piasków, poziomów wodnych i gazowych, co ma decydujące znaczenie przy każdem następnem wierceniu. Przedsiębiorstwo nie powinno robić niepotrzebnych oszczędności i powinno pobierać, według wskazówek geologa, jak najczęściej próbki zapomocą odpowiednich do tego dłót-próbników, lub rozszerzacza i łyżki.

Jedne z próbników dają słupek skały zapomocą uderzenia i takie mogą być stosowane do skał bardziej miękkich; do skał twardych należy używać próbnika, zapomocą którego wydrąża się pierścień naokoło słupka; jednak oderwanie takiego słupka wymaga specjalnego odrywacza, a więc nowej manipulacji szybowej i znacznej straty czasu. W pewnych wypadkach, kiedy idzie nietylko o samą skałę, lecz i o upad jej warstw, nie można unikać takich prób. Dobrze ułożony przekrój otworu (well logs) jest niezbędny do celów praktycznych [1]).

Również ważnem jest zbieranie próbek wody z różnych poziomów, do czego mogą służyć przyrządy, używane do zbierania słonych roztworów [2]).

Należy jednak pamiętać, że, po przeprowadzeniu nawet najdokładniejszych geologicznych badań i po ułożeniu mapy podziemnej budowy (mapy strukturalne) w obrębie sprawdzonego pola, zawsze pozostaje pewna doza ryzyka przy zakładaniu następnych szybów. Pomiędzy dwoma ropnemi szybami, położonemi na jednym i tym samym poziomie czy to w kierunku rozciągłości, czy upadu pokładów, jest możebne, że trzeci szyb nie da ropy, bo nie jest wykluczonem i przewidzianem, by na tej przestrzeni pomiędzy ropnemi szybami pokład ropny nie stracił nasycenia wskutek przyczyn litologicznych (cementacja piasków, czy piaskowców), zmiany stopnia porowatości. Ze strony zakładającego szyb nie będzie w tym wypadku omyłki, lecz szyb nie da pomyślnych rezultatów. Odwrotnie byłoby grubą pomyłką zaprojektować szyb na samym szczycie siodła, jeżeli na tym szczycie występują pokłady, stanowiące spąg serji ropnej, rozwiniętej tylko na skrzydłach takiego siodła.

Nierównego rozmieszczenia ropy w pokładach ropnych nie można przewidzieć nawet w tych wypadkach, gdzie takie rozmieszczenie jest uzależnione od przyczyn tektonicznych, jak pofałdowanie i uskoki stwierdzone. Jednak zawsze będzie omyłką ze strony kierownictwa, jeżeli zostaje zaniedbany szyb, który nie osiągnął jeszcze tych warstw, w których mamy prawo oczekiwać ropnego poziomu lub jeżeli taki ropny poziom przewiercono bez należytej uwagi, lub też jeżeli nie zostały zamknięte górne wody; omyłką również będzie pogłębienie szybu niżej partji spągowej dobrze zbadanej serji ropnej. Jeszcze raz podkreślamy, że historja każdego szybu, czy to ropnego, czy to suchego jest niezbędnym materjałem dla prawidłowego założenia każdego nowego szybu na tym samym terenie.

---

[1]) T o ł w i ń s k i, Zagadnienie przemysłu naftowego w Polsce. Czasopismo Górniczo-Hutnicze, 1, 1919.

[2]) K o n d r a t o w i c z, Górnictwo, I, 1918, 142 i w innych podręcznikach górnictwa, oraz technicznych notatnikach. — R o g e r s, The Sunset-Midway Oil Field, California U. St. Geol. Surv. Prof. Pap., 116, part 2, 1919.

Zbadanie każdego terenu co do jego roponośności składa się z dwóch czynności: badań przedwstępnych dla założenia pierwszego szybu i badań głębokiemi wierceniami, które przy pomyślnym wyniku wierceń muszą dać pole do eksploatacji.

Przedwstępne badania składają się z następujących czynności:

1) ułożenie pionowego przekroju terenu z uwzględnieniem serji geologicznej, miąższości pokładów, ich cech litologicznych i t. d., zestawienie tego przekroju z innemi na sąsiednich terenach sprawdzonych;

2) ułożenie mapy geologicznej terenu na podstawie najlepszej mapy topograficznej lub zdjęcia własnego;

3) ułożenie przekrojów poprzecznych i podłużnych terenu;

4) przeprowadzenie, jeżeli to jest potrzebne, sztucznych odkrywek dla dokładnego ustalenia geologicznych dat (fałdy, uskoki, następstwo warstw i t. d.).

Każdy przejaw ropy i bitumów na powierzchni ziemi (wycieki ropne, wyziewy gazu, masy asfaltu czy kiru, lokalne skupienie siarki itd.) musi być dokładnie i z uwagą zbadany, czasem zapomocą szybików, czy rowów. Obecność bitumu, jako zgęszczonego węglowodoru, w skałach na powierzchni ziemi może być sprawdzona w prosty sposób; ze skały wysuszonej na słońcu i następnie drobno rozkruszonej po starannem rozmieszaniu proszku (jeżeli jest to piasek, kruszyć naturalnie niema potrzeby) jedną pełną stołową łyżkę zsypuje się do butelki z eterem lub chloroformem; w zakorkowanej butelce (około 4 uncyj) próba pozostaje około ½ godziny; płyn wylany na zwykły biały talerz, po wyparowaniu, pozostawia ciemny obwód, jeżeli próba zawierała bitum; można także przefiltrować płyn przez zwykły, biały papier filtrowy, na którym, po jego wysuszeniu, pozostaje ciemny lub czarny obwód. Jeżeli ropa należy do wysoko-gatunkowej, parafinowej, obwód ma barwę zielonawą, lub żółto-brunatną. Ropa parafinowa na powierzchni często wyparowuje się zupełnie, a ropy asfaltowe pozostawiają znaczną smolistą czarną pozostałość, trudniej zmywaną przez deszcz. Każdy taki objaw bitumów na powierzchni jest oznaką, że w tem miejscu na pewnej głębokości może być złoże ropne, które jednak niezawsze leży w kierunku pionowym pod takim znakiem; w każdym razie należy takie oznaki na powierzchni określić i w tych wypadkach, gdzie zupełnie nie mamy danych do ułożenia podziemnej budowy, w tym wypadku jedynem, co zostaje do zrobienia, to założyć pierwszy szyb na przestrzeni, objętej takiemi oznakami. W taki sposób były odnalezione pierwsze ropne złoża w Louisianie i Texasie, na wybrzeżu morza Kaspijskiego na zachód od rzeki Ural i w innych miejscach.

Czynności podczas głębokiego wiercenia są następujące: 1) ułożenie przekroju rzeczywistego, 2) badanie wodnych i gazowych poziomów, 3) badanie litologicznych własności skał przewiercanych.

Każdy taki przekrój powinien być materjałem dla wierceń następnych, a przy eksploatacji odnalezionego złoża wszystkie badania idą w kierunku poznania kształtów każdego poziomu złoża, czyli jego konturów, ustalenia stosunków ropnych poziomów do wodnych, określenia produkcji i zmian jej dla każdego poziomu ropnego oddzielnie; analizy chemiczne (techniczne) ropy i wody muszą być prowadzone systematycznie, a materjał geologiczny i statystyczny musi być zastosowany do określenia zapasu ropy na każdem polu.

Wyżej już mówiliśmy o czynnikach naturalnych, które uzależniają wydajność złoża (str. 117); są jeszcze czynniki ekonomiczne i techniczne, które również określają wartość złóż. Do nich należą:

1) Cena na ropę i popyt na te lub inne produkty, a więc poczęści i na różne gatunki ropy.
2) Czas niezbędny dla odwiercenia szybu, w zależności od głębokości szybu i techniki wiercenia.
3) Odległość pomiędzy szybami, jako czynnik ekonomiczny.
4) Warunki do utrzymania w dobrym stanie urządzeń wiertniczych (rur, pomp) w zależności od charakteru pokładów ropnych i wód szybowych.
5) Geograficzne położenie terenu i drogi komunikacyjne.
6) Miejscowe topograficzne warunki (budowa dróg), miejscowe wodne stosunki (łatwość, czy odwrotnie, utrudnienia w zabezpieczeniu kopalń wodą).
7) Możność rozszerzania terenów ropnych w zależności od miejscowych prawnych stosunków i ustawodawstwa [1]).

---

[1]) Zestawienie norm prawa górniczego w stosunku do ropnych złóż w różnych państwach można znaleźć w Höfer-Engler, Das Erdöl, B. V, 1917. Od tej daty prawodawstwo naftowe uległo znacznym zasadniczym zmianom w wielu krajach, a zwłaszcza w państwach łacińskich Ameryki (w Meksyku, Wenezueli, Columbji, Ecuadorze, Argentynie), a w ostatnich czasach i w Rumunji. Niektóre daty co do Ameryki są zebrane przez Schustera. Feuille, Oil Laws of Latin America. Trans. Am. Inst. Min. a. Met. Eng. № 1172—P, 1922. Dla Małopolski patrz: Rosenberg, Kodeks naftowy. Tom I. Kraków, 1908, tom II, 1913.

ROZDZIAŁ XIV.

ŚWIATOWA PRODUKCJA ROPY I PRZEMYSŁ NAFTOWY.

Produkcja ropy według krajów producentów. Światowa produkcja ropy stale wzrasta, jak wskazuje tabela na str. 286—287. Przemysł naftowy zaczyna rozwijać się od r. 1859, kiedy pierwszy raz do eksploatacyj ropnych złóż było zastosowane wiercenie w Pensylwanji; w r. 1863 pierwsze wiercenie było dokonane w Polsce przez inż. H. Waltersa w Bóbrce, a w r. 1866 na Kaukazie (Kudako w obszarze Kubańskim) przez pułkownika Nowosilcowa. W Rumunji wiercenie szybów było wprowadzone dopiero około r. 1880 przez Cantacuzino. W pierwszem 10-leciu światowa produkcja wzrosła podwójnie (w r. 1861—2.130 tys. baryłek, w r. 1871—5.730 tys. baryłek), podczas następnych 10-ciu lat produkcja wzrosła już kilkakrotnie (w r. 1881—31.992 tys. baryłek), a dalej produkcja wzrasta co każde 10 lat mniej więcej dwukrotnie. Z ogólnej produkcji do roku 1922 (9.524.593.000 baryłek, czyli około 1,3 miljarda ton) 57% produkcji wypada na ostatnie 11 lat, a 43% na poprzednie 50 lat (od r. 1860). Znaczny postęp produkcji w ostatniem 10-leciu polegał głównie na stałem zwiększaniu produkcji w Stanach Zjednoczonych, na znacznem zwiększeniu produkcji w Meksyku i Indjach Holenderskich; wystąpienie na rynku światowym od 5—6 lat nowych producentów, jak Persja, Trynidad, Argentyna, Wenezuela i Egipt, jeszcze nie zaważył na szali w stosunku do takich producentów, jak Stany Zjednoczone i Meksyk, musi jednak zwracać na siebie uwagę, bo w r. 1921 ogólna produkcja tych nowych pól naftowych wynosi już około 31 milj. baryłek, więc dogania wspólną produkcję takich starych producentów, jak Indje Brytyjskie i Holenderskie, Rumunja i Polska (w r. 1921 — 38 milj. baryłek).

Jeżeli odrzucimy stare pola naftowe, jak kanadyjskie, istniejące od r. 1862 i niemieckie (dziś francuskie) w Pechelbronn, istniejące od r. 1880, które cechuje słaba, chociaż stała produkcja i które w wytwórczości światowej przyjmowały udział do dnia dzisiejszego w ilości

około 0,55%, to pośród starych obszarów naftowych, które były eksploatowane wcześniej, niż w r. 1890, światowe znaczenie pozostaje przy polach Stanów Zjednoczonych, Rosji, Rumunji i Polski. Po roku 1890 na rynku światowym ropy zaczynają występować jedne za drugiemi, a mianowicie: Indje Brytyjskie, Indje Holenderskie, Peru, Meksyk. Gwałtowne podjęcie produkcji w Meksyku w r. 1920 i 1921 (do 23,54% i 25,65% światowej produkcji) wysunęło ten kraj na drugie miejsce wśród krajów producentów ropnych.

W r. 1922 produkcja w Meksyku zmniejszyła się w porównaniu z r. 1921 na 18.343.000 baryłek. Produkcja wynosiła: na polach południowych czyli Tuxpam — 137.881.021 bar., na polach Panuco — 43.555.777 bar., na polach Topila—1.154.705 bar. i na polach Ebano—1.828.182 bar., razem 184.419.685 baryłek. Liczba wykonanych wierceń w r. 1921 była 334, a w r. 1922—279. Niektóre pola są zagrożone wodą (patrz str. 75), lecz byłoby zawcześnie mówić o wyczerpaniu meksykańskich obszarów; bardzo znaczne przestrzenie terenów, nadających się do poszukiwań, pozostają jeszcze niezbadane. W r. 1922 było naprz. odkryte znaczne pole Cacalilao, jak przedłużenie na północ obszaru Panuco.

Nie zważając na znaczne zwiększenie wydajności pól w Stanach Zjednoczonych, ich stosunkowa wartość produkcji zniża się w przeciągu ostatnich pięciu lat od 69,15% do 61,70%; oczywistą jest rzeczą, że ten stosunek musiałby zniżyć się jeszcze więcej, gdyby od r. 1918 nie nastąpił upadek wydajności w Rosji od 13,75% do 3,72%, t. j. dużo więcej, niż dwukrotnie.

Udział w produkcji światowej różnych części świata jest następujący:

	r. 1921	r. 1917	od początku do r. 1922
Półn. Ameryka (St. Zjedn., Kanada i Meksyk)	87,65%	77,30%	69,70%
Europa	5,60	15,06	24,40
Azja i wyspy Oceaniczne.	5,61	6,05	4,80
Południ. Ameryka (Peru, Trynidad i inne)	1,12	0,88	0,60
Afryka (Egipt).	0,14	0,20	0,09

Przewaga Nowego Świata (70,5%) nad Starym (29,3%) jest znaczna i w ostatnich pięciu latach nieco wzrosła, bo do r. 1917 całkowita produkcja Nowego Świata wynosiła jeszcze 64,74%, a Starego—35,06% ogólnej produkcji.

Zestawienie produkcji poszczególnych krajów za czas największego rozwoju przemysłu od r. 1887 do r. 1917 daje procentowy udział różnych krajów następująco:

Stany Zjednoczone	60,89%	Rosja	26,24%
Meksyk	3,18%	Polska	2,13%
Kanada	0,50%	Rumunja	2,05%
Peru	0,31%	Niemcy	0,30%
Trynidad	0,08%	Włochy	0,01%
Argentyna	0,04%	Indje Holend.	2,51%
		Indje Brytyj.	2,41%
		Japonja i Formoza	0,52%
		Egipt	0,04%
Razem	65,00%	Razem	36,21%

Znaczny upadek produkcji jeszcze przed r. 1917, niezależnie od przyczyn, związanych z wypadkami wojny światowej, nastąpił tylko w Polsce. W Stanach Zjednoczonych produkcja wzrastała spokojnie; w Rosji, po maksymalnej w latach 1901—1902, wydajność nieco upadła, lecz dłuższy czas pozostawała mniej więcej w jednakowej wysokości; taki sam spokojny stan cechuje przemysł Indyj Holenderskich i Brytyjskich.

W Stanach Zjednoczonych zapotrzebowanie produktów naftowych na wewnętrznym rynku wzrastało z każdym rokiem, wskutek zwiększenia ilości silników spalinowych; w r. 1920 ilość samych silników przewozowych zwiększyła się w porównaniu z r. 1919 do 25% i dosięgła liczby 10 miljonów. W r. 1919 wydajność rafinerji w Stanach Zjednoczonych już przekroczyła krajową produkcję ropy. Przywóz ropy surowej do Stanów Zjednoczonych zwiększył się od r. 1913 do r. 1919 z 17.809.058 baryłek do 52.746.567 baryłek, a w r. 1920 wynosił już 106.175.289 baryłek [1]. W Polsce ogólna zdolność produkcji rafinerji (13 większych i 18 mniejszych) może być przyjęta nie mniej jak na 1.000.000 ton, a produkcja ropy surowej wyraża się w tonach następująco: r. 1916—919.090, r. 1917—849.730, r. 1918—820.940, r. 1919—831.074, r. 1920—765.704, r. 1921—704.874, r. 1922—713.103. W Rumunji są 72 rafinerje, które w r. 1921 przerobiły 1.046.992 tony ropy przy produkcji w tymże roku 1.174.000 ton. W Rosji do r. 1914 było uruchomionych 41 rafineryj, które przerabiały całą produkcję ropy; w r. 1914 z 9 miljonów ton produkcji zostało eksportowane zagranicę w surowym stanie tylko około $\frac{1}{2}$ miljona ton.

Przewodnie cechy przemysłu naftowego. Zestawienie produkcji ropy według krajów producentów nie daje jeszcze rzeczywistego obrazu o stanie naftowego przemysłu, w którym zaznacza się dążenie ze strony pewnych ugrupowań przemysłowych do zarezerwowania pól naftowych w różnych krajach. Z pomiędzy takich ugrupowań kilka jest najwięcej poważnych.

---

[1]) Miner. Resources of the Un. St. in 1920 Waschington, 1921.

Grupa amerykańska, znana pod nazwą Standard Oil, była założona w r. 1870 przez Rockefellerów w stanie Ohio i stopniowo rozszerzyła swe wpływy na kolejowy i morski transport produktów naftowych, a następnie i na rafinerje; w r. 1885 grupa objęła prawie cztery piąte ogólnej liczby rafinerji w Stanach Zjednoczonych. Od r. 1875 grupa zajęła się budową rurociągów (pipe lines) i jedno z Towarzystw grupy (National Transit Co) pokryło Stany Zjednoczone siecią rurociągów ogólnej długości około 80.000 km. Producenci naftowi zostali uzależnieni od grupy transportowej i handlowej, która nabywała znaczną część amerykańskiej produkcji Z biegiem czasu, grupa musiała przyjąć znaczny udział i w przedsiębiorstwach, produkujących nietylko na głównych polach Stanów Zjednoczonych, lecz także i w Meksyku, Rumunji. W r. 1911 grupa miała 33 wydziały w różnych Stanach, które to wydziały, reformowane w mniej więcej niezależne przedsiębiorstwa, pracowały pod ogólnem kierownictwem Standard Oil of New Jersey. Dziś ta grupa skupia w swoim zarządzie około połowy całej produkcji ropy w Stanac Zjednoczonych i około trzeciej części produkcji światowej. Lista Towarzystw, złączonych z Standard Oil, obejmuje 51 towarzystw, z których w Meksyku są dwa (Transcontinental Petr. Co, Penn Mex Oil Co), jedno w Peru (Lobitos Oil Co), dwa w Kolumbji (Tropical Oil Co i Transcontinental Petr. Co), trzy we Francji (handlowe organizacje, jedna z nich Standard Franco-Americaine), na wyspach Filipińskich (South Pacific Oil Co), w Rumunji (Romano-Americana), w Polsce (Olej Skalny) i w Egipcie.

Druga grupa powstała w Europie około r. 1900, najpierw dla eksploatacji pól naftowych w Indjach Holenderskich pod angielską nazwą Royal Dutch (Koninklyke Nederlandsche Maatschappiy); Towarzystwo stopniowo rozszerzało swoją działalność na Kaukaz, Rumunję (Astra Romana) i nawet na Stany Zjednoczone. Około r. 1907 Towarzystwo złączyło się z innem angielskiem, Shell Transport and Treding Co[1]), które prowadziło interesy przeważnie na Kaukazie i miało do swego rozporządzenia pewną ilość statków dla przewożenia produktów naftowych (tanks). To ugrupowanie zwróciło swoją uwagę na obszary naftowe w Trynidadzie, w Środkowej i Południowej Ameryce (Wenezuela). W r. 1911 przyłączyła się do niego angielska grupa S. Pearson a. Son z jego głównem przedsiębiorstwem w Meksyku, Mexican Eagle. Dziś ta grupa składa się z dwóch wspólnych towarzystw: holenderskiego „Bataafsche Petroleum Maatschappij" i angielskiego „Anglosaxon Petroleum Co", w każdym z nich Royal Dutch ma 60%, a Shell — 40% udziału, obejmuje ona 53 towarzystwa,

[1]) Towarzystwo powstało z małego przedsiębiorstwa, które trudniło się handlem perłową macicą i konchami, skąd i pochodzi nazwa „Shell", t. j. skorupa mięczaków.

Produkcja ropy w poszczególnych krajach od r. 1900 do 1922.

Uwaga: Dla każdego kraju pierwsza kolumna wskazuje produkcję w tysiącach beczek.
" " " druga " " udział procentowy w światowej produkcji.
Dla przeprowadzenia liczby baryłek na metryczne tony należy podane tu liczby podzielić na 7,11.

Rok	Stany Zjednoczone		Meksyk		Rosja		Indje Holenderskie		Indje Brytyjskie		Rumunja		Polska	
1890	45.823	—	—	—	28.691	--	—	—	118	—	383	—	659	—
1900	63.621	42,66	—	—	75.779	50,81	2.353	1,58	1.078	0,72	1.629	1,09	2.247	1,57
1901	69.389	41,44	10	0,02	85.169	50,87	4.014	2,40	1.431	0,85	1.678	1,00	3.252	1,94
1902	88.767	48,77	40	0,02	80.540	44,20	2.430	1,34	1.617	0,89	2.060	1,13	4.142	2,28
1903	100.461	51,55	75	0,04	75.591	38,79	5.770	2,96	1.510	1,29	2.763	1,42	5.234	2,69
1904	117.081	53,66	126	0,06	78.537	30,99	6.508	2,95	1.385	1,55	3.599	1,65	5.947	2,73
1905	134.718	62,57	251	0,12	54.960	25,53	7.850	3,65	4.137	1,92	4.421	2,05	5.765	2,68
1906	126.494	59,27	503	0,24	58.897	27,60	8.181	3,63	4.016	1,88	6.378	2,99	5.488	2,56
1907	166.095	62,86	1.005	0,38	61.851	23,41	9.983	3,78	4.144	1,64	8.118	3,07	8.456	3,20
1908	178.527	62,52	3.093	1,38	62.186	21,78	10.283	3,60	5.047	1,77	8.252	2,89	12.612	4,42
1909	183.171	61,34	2.714	0,91	65.970	22,09	11.042	3,70	6.667	2,24	9.327	3,12	14.953	5,00
1910	209.557	63,90	3.634	1,11	70.337	21,45	11.031	3,36	6.138	1,87	9.724	2,97	12.674	3,86
1911	220.449	64,05	12.553	3,65	66.184	19,23	12.173	3,64	6.451	1,87	11.107	3,23	10.519	2,06
1912	222.935	63,25	16.558	4,70	68.019	19,30	10.846	3,08	7.117	2,02	12.976	3,63	8.535	2,42
1913	248.446	64,78	25.696	6,70	62.834	16,38	11.172	2,91	7.930	2,87	13.555	3,53	7.818	2,04
1914	265.763	65,82	26.235	6,50	67.021	16,60	11.835	2,93	7.410	1,84	12.827	3,18	6.234	1,25
1915	281.104	65,72	32.911	7,69	68.348	16,03	12.387	2,90	8.203	1,92	12.030	2,81	5.189	0,97
1916	300.767	65,47	39.817	8,67	72.801	15,85	13.147	2,87	8.491	1,85	8.945	1,95	6.526	1,41
1917	335.315	65,92	55.293	10,87	69.960	13,75	12.939	2,54	1.079	1,59	3.721	0,73	6.033	1,18
1918	355.928	69,15	63.828	12,48	40.456	7,86	13.285	2,58	8.000	1,53	8.730	1,70	5.843	1,09
1919	377.190	68,12	67.073	15,70	34.284	6,18	15.780	2,85	7.434	1,52	6.518	1,18	5.913	1,13
1920	443.402	63,81	163.540	23,54	25.430	3,66	17.529	2,52	7.500	1,08	7.435	1,07	5.432	0,81
1921	469.639	61,70	202.763	25,65	28.500	3,72	18.000	2,37	6.864	0,90	8.347	1,09	5.011	0,66
Razem do r. 1922	5.898.813		711.587		1.961.253		239.697		125.960		174.022		170.659	
%		61,93		7,47		20,59		2,51		1,32		1,82		1,79
1922	551.197		184.420										5.063	

Rok	Persja		Peru		Japonja		Trynidad		Argentyna		Egipt		Wenezuela		Francja		Niemcy		Razem [1])
1890	—	—	—	—	51	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	108	—	76.632
1900	—	—	275	0,18	867	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	358	0,2	149.132
1901	—	—	275	—	1.111	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	313	—	167.434
1902	—	—	287	—	1.193	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	353	—	182.006
1903	—	—	278	—	1.209	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	446	—	194.879
1904	—	—	346	—	1.419	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	637	—	218.204
1905	—	—	448	—	1.473	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	560	—	215.292
1906	—	—	536	—	1.711	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	578	—	213.416
1907	—	—	756	—	2.002	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	757	—	264.245
1908	—	—	1.011	—	2.376	—	—	—	11	—	—	—	—	—	—	—	1.009	—	285.552
1909	—	—	1.316	—	1.890	—	57	—	18	—	—	—	—	—	—	—	1.019	—	298.615
1910	—	—	1.330	—	1.931	—	143	—	21	—	—	—	—	—	—	—	1.033	—	327.937
1911	—	—	1.368	—	1.659	—	285	—	13	—	9	—	—	—	—	—	1.017	—	344.174
1912	—	—	1.751	—	1.671	—	436	—	47	—	206	—	—	—	—	—	1.031	—	352.446
1913	—	—	2.133	0,55	1.942	0,51	504	0,13	131	—	95	0,03	—	—	—	—	996	0,25	383.547
1914	—	—	1.918	0,48	2.738	0,68	643	0,16	276	—	777	0,19	—	—	—	—	996	0,24	403.745
1915	—	—	2.487	—	3.118	—	750	—	516	—	262	—	—	—	—	—	996	—	427.740
1916	—	—	2.551	—	2.997	—	929	—	797	—	411	—	—	—	—	—	996	—	459.433
1917	6.856	1,35	2.533	0,50	2.899	0,57	1.600	0,32	1.145	0,23	1.009	0,20	123	0,03	—	—	996	0,20	506.362
1918	7.200	1,40	2.536	—	2.449	—	2.082	—	1.321	—	2.080	—	190	—	—	—	711	—	515.546
1919	6.290	1,13	2.616	—	2.175	—	1.841	—	1.183	—	1.501	—	425	—	344	—	234	—	558.553
1920	12.363	1,78	2.817	0,4	2.140	0,3	2.083	0,3	1.685	0,2	1.042	0,15	457	0,07	389	0,06	212	0,03	694.790
1921	14.600	2,00	3.568	0,47	2.600	0,34	2.354	0,30	1.747	0,22	1.181	0,14	1.078	0,13	392	0,05	—	—	759.030
Razem do r. 1922	47.309		33.415		45.492		13.707		8.910		8.572		2.273		1.125		17.109		9.524.593
%		0,50		0,35		0,47		0,14		0,09		0,09		0,02		0,09		0,17	
1922			4.386												498				

[1]) Włącznie z produkcją innych krajów, jak Kanada, Włochy.

w tej liczbie, między innemi: Anglo-Egyptian Oilfields Ltd., Anglo-Mexican Petrol. Co, Asiatic Petroleum (w Egipcie, na wyspach Sundskich, w Chinach), Mexican Eagle, Tampico Panuco Petroleum, w Rosji Towarzystwo Mazut, North Caucasian, New Schiebaieff, Standard Rosyjski w Groznym, Towaryszczestwo Nieft, Ural-Caspian Oil Co i inne. Produkcja tej grupy wynosi do 10 miljonów ton rocznie, więc około $^1/_{10}$ światowej produkcji, a tonnaż jej statków do transportu ropnych produktów wynosił w r. 1919 około 1 miljona ton, czyli prawie $^1/_3$ tonnażu naftowego [1]).

Trzecią bardzo poważną grupę stanowią przedsiębiorstwa angielskie z udziałem rządu; grupa ta obejmuje Burmah Oil Co i Anglo-Persian Oil Co; do niej należą, między innemi, trzy towarzystwa producentów w Persji: D'Arcy Exploration Co, First Exploitation Co, Bakhtiari Oil Co i jedno na Trynidadzie—United British Oilfields of Trinidad; 11 innych towarzystw są przeważnie transportowe, handlowe i rafineryjne. Grupa zbudowała rurociąg na 250 km od swoich pól naftowych do portu Abadan na Chatt-el-Arab.

Znaczne koncesje w Południowej Ameryce otrzymała angielska (kanadyjska) grupa pod nazwą British Controlled Oilfields. Wymienione cztery angielskie grupy mają wspólnie około $^1/_7$ światowej produkcji ropy.

W Rosji przyszłość przemysłu naftowego ocenił pierwszy Piotr Wielki, ustalając w r. 1723 monopol na eksploatację bakińskich złóż, które poznał podczas jednej ze swych perskich wypraw. Dopiero po r. 1872, kiedy został zniesiony system monopolowy, zaczyna się rozkwit tego przemysłu; najpoważniejszem staje się Towarzystwo Braci Nobel, założone około r. 1870 przez szweda, L u d w i k a N o b l a. Przedsiębiorstwo miało więcej, jak $^2/_3$ całej produkcji na polach starobakińskich, całą produkcję na wyspach Czeleken, Świętej, w Ferganie, znaczną część w Surachanach i na obszarze Emby; razem około 5 milj. ton. Rafinerje Towarzystwa w Baku, na Wołdze i na Embie miały wydajność około $^2/_3$ wszystkich rafineryj Rosji. Cały nowoczesny tonnaż statków na morzu Kaspijskiem i większa część na Wołdze należały do Towarzystwa. Bracia Nobel pierwsi wprowadzili w r. 1878 morskie statki—tanki do transportu ropnych produktów; pierwszy parowiec-tank dla naftowego transportu oceanicznego był następnie zbudowany dopiero w r. 1885. Stany Zjednoczone pierwsze wprowadziły rurociągi (pipe-lines), Rosja tanki.

---

[1]) Według wykazów za r. 1923 (Le Courrier des pétroles, № 124) morski tonnaż naftowy wynosi 7.323.107 ton; z tej liczby jest pod banderą Stan. Zjedn. — 3.635.836 ton, pod banderą W. Brytanji — 2.767.636; z innych państw największą ilość tanków mają Norwegja — 241.723, Holandja — 151.602, Francja — 142.690 i Włochy — 106.270 ton. Największe amerykańskie statki mają 24.480 ton; jeden z angielskich — 24.594 tony. Tonnaż brutto, t. j. ładunku okrętów, jest znacznie mniejszy.

Te kilka uwag z historji rozwoju najwięcej postępowych ugrupowań w przemyśle naftowym, które, bez wątpienia, znacznie przyczyniły się do rozszerzenia eksploatacji pól naftowych we wszystkich krajach, świadczą, że racjonalna gospodarka naftowa, odpowiadająca w najwyższym stopniu warunkom oszczędności, może być osiągnięta tylko przez wielkie przedsiębiorstwa złożone, obejmujące wszystkie strony przemysłu naftowego: produkcję surowca i znaczne terenowe rezerwy, rozumnie rozmieszczone rafinerje i aparat handlowy, włącznie do magazynowania ropy i produktów, rurociągów, tanków i innych nowoczesnych środków transportu surowca i produktów. Braki w którejkolwiek z tych gałęzi przemysłu muszą wcześniej, czy później, wywrzeć bardzo ujemny wpływ na całokształt naftowej gospodarki.

Stan naftowej gospodarki w Polsce. Obecny stan tej gospodarki w Polsce, który najdotkliwiej wyraża się w ostatnich latach w chronicznem zmniejszaniu się produkcji surowca, zależy od wielu przyczyn, które składały się już od dłuższego czasu, a przedewszystkiem od braku odpowiedniej jednolitej, szerokiej organizacji przemysłu, skutkiem czego był brak w swoim czasie środków magazynowania i transportu i innych pomocniczych gałęzi przemysłu, niepotrzebna walka pomiędzy producentami i rafinerami, rozczłonkowanie terenów naftowych pomiędzy licznemi małemi przedsiębiorstwami, słabe zabezpieczenie terenami zapasowemi, nietylko sprawdzonemi, lecz i prawdopodobnie ropnemi. Polska może służyć dziś przykładem kierunku, jaki musi przyjąć i światowy przemysł naftowy, a mianowicie musi dążyć do podtrzymania wydajności na starych polach, do rozszerzenia ich granic, do odkrywania nowych pól naftowych i nowych obszarów. Pierwsze zadanie jest przeważnie techniczne; główne nasze pola, jak Borysław, Tustanowice, Schodnica i inne przeszły w stadjum wyczerpania, lecz prawdopodobnie jeszcze wyczerpania ekonomicznego, a nie fizycznego (str. 259—260); zastosowanie do miejscowych warunków różnych sposobów eksploatacji i wiercenia może dać jeszcze wyniki bardzo dodatnie. Jednak i dla tej technicznej pracy należy uwzględniać jak najdokładniej zebrany materjał geologiczny. Inne z wymienionych zagadnień są natury przeważnie geologicznej.

Zapasy ropy. Postęp geologicznych badań we wszystkich krajach pozwala stopniowo rozszerzać pole zastosowania techniki wiertniczej i jednocześnie uzasadnia obliczenia zapasów ropy, nadającej się do wykorzystania. Podstawą do takich obliczeń, jak widzieliśmy, służą: dzisiejsza produkcja pól naftowych, charakter ich stopniowego wyczerpania się i początkowa produkcja szybów na nowych polach przy zgodnych geologicznych warunkach tych pól ze staremi. Ta metoda pozwala z coraz to większą dokładnością określać zapasy pól naftowych w Stanach Zjednoczonych. Na 1 stycznia 1919 r. w Stanach Zjednoczonych był określony zapas ropy na wszystkich polach na

7 miljardów baryłek, czyli 1 miljard ton. Powtórzenie takiego obliczenia, przeprowadzone w r. 1921, pozwoliło na 1 stycznia 1922 roku dać już inne liczby[1]):

Pennsylvania	— 260	milj. baryłek
West Virginia	— 200	„ „
Ohio	— 190	„ „
Illinois	— 440	„ „
Kansas	— 425	„ „
Oklahoma	— 1.340	„ „
Półn. Louisiana i Arkansas	— 525	„ „
Texas	— 670	„ „
Gulf coast	— 2.100	„ „
Wyoming	— 525	„ „
California	— 1.850	„ „
Inne stany	— 625	„ „
	9.150	milj. baryłek 1.290.000.000 ton.

Dla krajów, w których dopiero rozpoczyna się eksploatacja, jak w Środkowej i Południowej Ameryce, Persji, Egipcie oraz w krajach ze starą produkcją, lecz zbadanych jeszcze nie z taką dokładnością, jak Stany Zjednoczone, określenie zapasów możebnych polega więcej na obliczeniu powierzchni terenów, nadających się do poszukiwań górniczych. Amerykańscy geologowie w r. 1919 dali następujące zestawienie, przyjmując zapas Stanów Zjednoczonych za jednostkę[2]):

	Stosunkowe znaczenie	Miljony baryłek
Stany Zjednoczone i Alaska	1,00	7.000
Kanada	0,14	995
Meksyk	0,65	4.525
Południowa Ameryka, północna część . .	0,82	5.730
„ „ połudn. „ . .	0,51	3.550
Algerja i Egipt	0,13	925
Persja i Mezopotamja	0,83	5.820
Kaukaz i połudn.-wschodnia Rosja . . .	0,83	5.820
Północna Rosja i Sachalin	0,13	925
Rumunja, Galicja i zachodnia Europa . .	0,16	1.135
Japonja i Formoza	0,18	1.235
Chiny	0,20	1.375
Indje Brytyjskie	0,14	995
„ Holenderskie	0,43	3.015
	6,15	43.055
Półkula wschodnia	3,03	21.255
„ zachodnia	3,12	21.800

[1]) David White, Oil Reserves of the United States. Trans. Am. Inst. Min. a. Met. Eng., № 1165—P, 1922.

[2]) Stebinger, Oil a. Gas Journal, vol. 19, № 3 1920.

Te liczby, oczywista rzecz, mają bardzo wątpliwe znaczenie, tem bardziej, że dla Stanów Zjednoczonych wielkość zapasu odpowiada w znacznej swojej części terenom sprawdzonym i prawdopodobnym, a dla innych krajów liczby charakteryzują przeważnie zapas możliwy; niektóre kraje możliwie ropne, jak Marokko, Madagaskar zostały zupełnie nieuwzględnione.

Dla Rosji geolog Czarnocki daje liczby więcej dokładne [1]). Wszystkie tereny Rosji dzieli on na cztery grupy:

A. Obszary w eksploatacji. 19%
B. „ zbadane wierceniem i leżące bezpośrednio około sprawdzonych 27%
C. Obszary, nadające się do poszukiwań na podstawie geologicznych badań. 34%
D. Obszary, niezbadane geologicznie . . . · 20%

W każdej grupie wydziela on cztery klasy terenów o różnej wydajności na hektar: I — od 100.000 ton wzwyż, II — 15.000—100.000 ton, III — 2.000—15.000 ton, IV — mniej 2.000 ton, jako przeciętne rzeczywiste wydajności różnych terenów. Krytycznie zestawiając tereny dla każdej grupy, otrzymał on następujące liczby w miljonach ton:

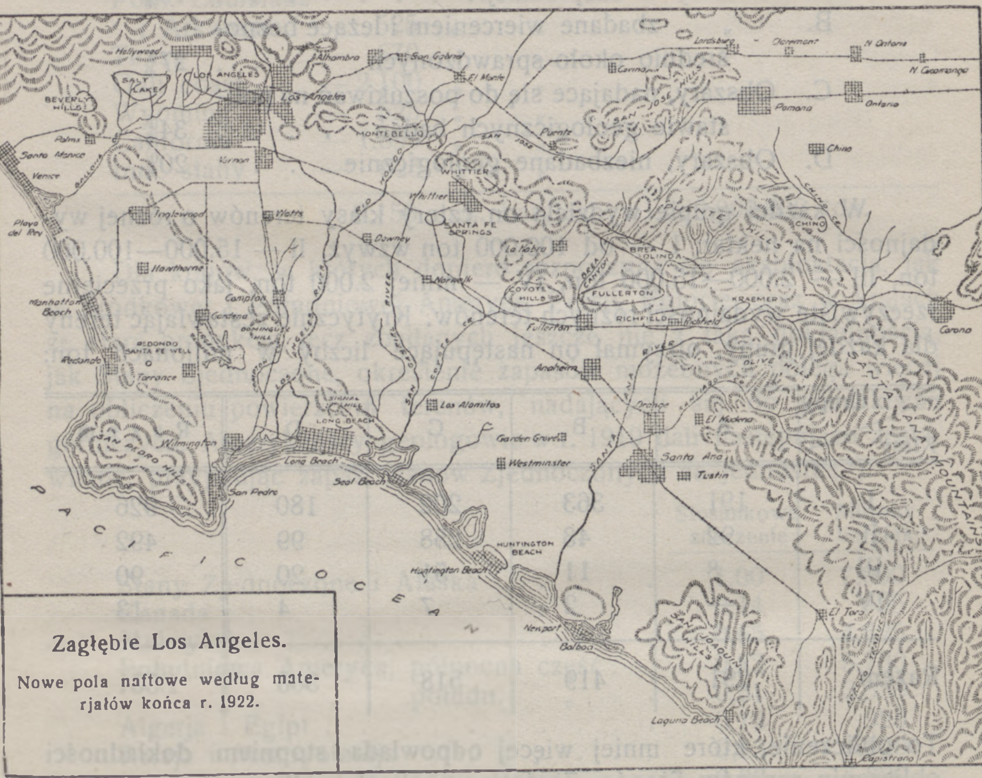
Klasy \ Grupy	A	B	C	D	Razem
I	191	363	202	180	926
II	92	43	258	99	492
III	8	11	51	20	90
IV	—	2	7	4	13
Razem	291	419	518	303	1.531

To obliczenie, które mniej więcej odpowiada stopniem dokładności obliczeniu zapasów Stanów Zjednoczonych, daje dla ogólnego zapasu ropy w Rosji liczbę o 20% wyższą od liczby zapasu dla Stanów Zjednoczonych. Produkcja Rosji do r. 1922 wynosiła około 280.000.000 ton, więc tylko około 18,6% zapasu jeszcze możebnego. Natomiast w Stanach Zjednoczonych dotychczasowa produkcja w stosunku do zapasu pozostałego stanowi około 64%. Przy obecnem zapotrzebowaniu ropy w Stanach Zjednoczonych, ktore przy normalnych warunkach corocznie wzrasta o 6%, zapasu obliczonego mogłoby wystarczyć na 20 lat; odkrycie i odbudowa wielu złóż potrzebują dłuższego czasu

[1]) Stephan Czarnocki, Russian Oil-Fields, 1922. Praca jeszcze w druku. Stefan Czarnocki, Metody obliczenia zapasów złóż naftowych, Piotrogród, 1922 (w języku rosyjskim).

i można być pewnym, że pola Stanów Zjednoczonych będą czynne znacznie dłuższy czas.

Zanadto pesymistyczne zapatrywanie się na przyszłość przemysłu naftowego w Stanach Zjednoczonych byłoby jednak zupełnie nieuzasadnionem. Najnowsze wykazy produkcji ropy w Kalifornji za rok 1922 dały bardzo znaczne zwiększenie produkcji na obszarze Los Angeles, w południowej części którego po kilkuletnich niepomyślnych wierceniach szybów, niektóre do głębokości 5000′ (1500 m), w roku



Rys. 90. Zagłębie L o s A n g e l e s w Kalifornji.

Pola naftowe są ograniczone cienką linją. Grupa Puente Hils: Richfield, Santa Fe Springs, Montebello, Fullerton, Whittier, Brea, Kraemer, Coyote. Grupa brzeżna (Beach group): Huntington Beach, Long Beach, Redondo.

1921 były osiągnięte znakomite wyniki. Dziś można mówić już co najmniej o czterech nowych polach (rys. 90) obszaru Los Angeles: Richfield, Huntington Beach, Long Beach, Santa Fe Springs; piąte pole Redondo nie daje jeszcze produkcji. W r. 1922 produkcja tych pól wynosiła: Richfield — 8.314.528, Huntigton Beach — 11.169.383, Long Beach — 18.560.595, Santa Fe Springs — 11.032.955 baryłek, razem 49.077.461 baryłek, więc 35% całej produkcji Kalifornji. Ośrodek przemysłu Kalifornji ze strefy Midway-Sunset, Kern River i Coa-

linga (patrz str. 164) zostaje przeniesiony na strefę brzeżną. Główne ropne poziomy są w dolnym miocenie w formacji Puente, bezpośrednio niezgodnie leżącej na formacji Vaqueros, i ropa ma c. gat. przeważnie około 0,886 do 0,869, a ropa poziomów górnych z formacji Fernando na tychże polach ma c. gat. 0,933 [1]). Głębokość produktywnych szybów waha się od 900 do 1200 m; dzienna produkcja na polu Long Beach wynosi do 1000 baryłek na szyb i na polu Santa Fe Springs — do 2000 i 4000 baryłek; jeden z szybów w Huntington Beach osiągnął głębokość 6680 stóp (2004 m). W stanie Arkansas otrzymano produkcję dopiero w r. 1921 i osiągnięto wysokość 12 mil. baryłek już w r. 1922. Prowincja Gór Skalistych rokuje jeszcze bardzo szerokie możności (patrz str. 82 — 83). Widoki na przyszłą produkcję w Stanach Zjednoczonych nie są tak ograniczone, jak to można byłoby wnioskować tylko z zapasu obliczonego. Nadzwyczajne wyniki upartej pracy geologicznej i technicznej w południowej Kalifornji, o których dokładne daty otrzymałem, kiedy dopisywałem ostatnie strony tej książki, mogą mieć bardzo poważne skutki na światowym ropnym rynku.

Przyszłość naftowego przemysłu w Rosji może być zabezpieczona w stopniu nawet wyższym, niż w Stanach Zjednoczonych; korzystnem dla Rosji jest również, że 926 mil. ton zapasu ropy przypada we wszystkich grupach na złoża I klasy, czyli o największej wydajności, co jest jednym z czynników, pobudzających do bardziej uporczywych poszukiwań.

Ropne tereny Polski jeszcze oczekują na krytyczny i uzasadniony podział na grupy sprawdzone, prawdopodobne i możebne i na odpowiednie klasy wydajności [2]). Jedne pola naftowe, jak Borysław i Tustanowice, należały do złóż o wysokiej wydajności około 24.300 ton na hektar, więc do klasy drugiej w porównaniu ze złożami Baku; inne, jak zagłębia Krośnieńskiego, miały wydajność około 6.000 ton na hektar, więc należały do klasy trzeciej w porównaniu z rosyjskiemi. Naogół biorąc, polskie złoża są więcej wydajnemi od złóż w Stanach Zjednoczonych i mniej wydajnemi od rosyjskich:

Baku 4 stare pola	na 1 hektar	—	216.000	ton
Surachany	„ „	—	33.000	„
Grozny stare pola	„ „	—	15.600	„
Majkop	„ „	—	11.200	„
Borysław, Tustanowice	„	—	24.300	„

---

[1]) Arnold a. Loel, New oil fields of the Los Angeles Basin, Cal. Bul. Amer. Assoc. of Petrol. Geologists, vol. 6, № 4, 1922.

[2]) Grzybowski, Górnictwo naftowe w Polsce, Kraków, 1919. — Grzybowski, O wydajności terenów naftowych. Czasopismo Górn.-Hutnicze № 3, 1920.— Nowak, Bogactwa naftowe Polski. Przegląd naftowy, № 15, 1921.

Krosno	na 1 hektar	—	6.000 ton
Oklahoma	„ „	—	4.000 „
Pensylwanja	„ „	—	360 „
Kalifornja[1])	„ „	—	14.200 „
Spindletop	„ „	—	60.000 „
Bustenari	„ „	—	20.000 „
Moreni	„ „	—	80.000 „

Pierwszem zadaniem geologicznem w stosunku do polskich terenów naftowych jest ich oszacowanie na podstawie nowoczesnych doświadczeń geologicznych i statystycznych, umiejętnie zastosowanych do geologicznej natury poszczególnych obszarów. Nie jest to łatwe do wykonania i nie można tego zrobić naprędce, lecz bez tego wiertnicze prace, instalowane nawet najwięcej pomysłowo, mogą często nie doprowadzić do wyników pożądanych.

Zagadnienia przemysłu naftowego w bliskiej przyszłości. W przemyśle naftowym wyraźnie zaznacza się dążenie do ujęcia złoża ropnego w takież racjonalne warunki jego eksploatacji, w jakich znajduje się każde inne złoże kopaliny użytecznej. Temi warunkami są— określenie zapasów złoża i jego wydajności; zastosowanie sposobów wiercenia i eksploatacji, pozwalających wykorzystać te zapasy stopniowo w czasie odpowiedniej konjunktury rynkowej, nie wyzywając żadnej nadprodukcji, jak i depresji produkcji. Zbiorniki ropne na powierzchni ziemi muszą służyć do magazynowania tylko tej ilości surowca, którą dowolnie będziemy otrzymywać ze zbiorników naturalnych podziemnych, jakim jest każde złoże. Zadośćuczynić takiemu dążeniu może organizacja tylko wielkiego przemysłu. Jednym z niezbędnych czynników w tej organizacji jest stałe zastosowanie wiedzy geologicznej do różnych operacyj czysto przemysłowych. Geologiczna wiedza jest powołaną nietylko do tego, aby wprowadzić pewien, oparty na pobieżnem zbadaniu terenu, porządek w wykonaniu robót poszukiwawczych, lub tylko do tego, aby zmniejszać możebne straty przy ryzykownych operacjach terenowych. Przedsiębiorstwa doby dzisiejszej są organizowane na dłuższą metę i muszą liczyć się z koniecznością systematycznego rozszerzenia terenowych zapasów, muszą zrozumieć prawdziwe przyczyny tak spadku, jak i zwiększenia produkcji i w zależności od tego powstrzymywać się czasem od zbytniego rozszerzenia działów rafineryjnego i transportowego a nawet kopalnianego, chociażby to zdawało się być bardzo korzystnem w dniu dzisiejszym. Takie przedsiębiorstwa nie mogą zadowolić się przygodną współpracą geologa, lecz i tenże musi wejść w sferę rzeczowych interesów przemysłu naftowego. Geolog

[1]) Największą wydajność na ha miały pola McKittrick — do 27.000 ton; pola więcej rozległe, jak Coalinga i Midway, dały do r. 1922 na ha około 8 — 9 tysięcy ton.

musi dziś mieć nietylko przygotowanie fachowe, lecz również ekonomiczne i techniczne w zakresie przemysłu naftowego. Geolog musi interesować się i umieć prowadzić statystykę szybową, musi dobrze rozumieć żmudną pracę wiertacza, musi stale dbać o rozszerzenie swojej wiedzy technicznej. Geolog musi również pamiętać, że geologja staje się nauką ścisłą tylko przez zastosowanie pomiarów do faktów spostrzeżonych, więc musi unikać jak najbardziej wszelkich hipotetycznych przypuszczeń, a w obcowaniu z przemysłowcami i technikami musi używać wyrazów prostych i jasnych, bo niema takiego układu geologicznego, którego nie możnaby wytłumaczyć dla wszystkich zrozumiałym językiem [1]).

Prawdziwa współpraca geologji z przemysłem naftowym dopiero rozpoczęła się. Pola ropne, nawet najstarsze, jak Apalachów, Baku, Polskie, Indyj Brytyjskich, nie są jeszcze wyczerpane; inne bogate pola, jak Meksyku i Persji, niedawno dopiero wstąpiły w czasokres szerokiej odbudowy.

Postęp przemysłu naftowego w Ameryce Północnej pozwala, nie zważając na głosy pesymistyczne, zapatrywać się na przyszłość przemysłu nawet w Stan. Zjednoczonych i Meksyku dosyć spokojnie, a nadzwyczajne wysiłki ze strony amerykanów i anglików do odkrycia pól naftowych na obszernych terenach Ameryki Południowej (Wenezuela, Kolumbja, Ecuador, Boliwja) dają pewność, że światowe zapasy ropy będą za kilka lat znacznie powiększone. Jednak gwałtownie wzrastające zapotrzebowanie produktów naftowych zniewala nas nietylko do konieczności zabezpieczenia przemysłu nowemi polami i rozszerzenia starych pól, lecz i do zbadania złóż łupków bitumicznych, jako poważnej rezerwy na daleką jeszcze przyszłość. Na tej drodze systematycznej pracy gorączkowe wysiłki i współzawodnictwo niezawsze dają oczekiwane wyniki i muszą ustąpić miejsca spokojnej planowej współpracy, w której geologja jest jednym z łączników, jako podstawa powodzenia i postępu przemysłu naftowego w jego całości. Zwłaszcza polski przemysł naftowy stoi dziś przed bardzo poważnemi zadaniami, jak konieczne zmiany w samej jego organizacji, postęp techniczny w kierunku eksploatacji i wiercenia i odpowiednie do tego wykształcenie technicznego personelu od robotnika do kierownika kopalni.

---

[1]) George Otis Smith, Plain Geology. Econ. Geology, XVII, 1, 1922.

TABELA PORÓWNAWCZA NIEKTÓRYCH MIAR I WAG.

Stany Zjednoczone i Anglja.

1 cal (inch) = 1″ = 2,54 cm = 25,4 mm (1 cm = 0,3937″).
1 stopa (foot) = 1′ = 12″ = 0,3048 m (1 m = 3,281′ = 39,37″).
1 jard (yard) = długość sekundowego wahadła w Londynie = 3′ = 0,914 m (1 m = 1,09 jarda).
1 sążeń (fathom) = 2 jardom = 6′ = 1,8288 m.
1 mila (zwykła ang.) = 5000′ = 1523,986 m; w Stan. Zjedn. 1 mila = 1,609 km = 1609 m.

1 cal kwadratowy = 6,4516 cm^2 (1 cm^2 = 0,155 cali kw.).
1 stopa kw = 0,0929 m^2 (1 m^2 = 10,7643 stopy kw. = 1550,06 cali kw.).
1 jard kw. = 0,8361 m^2.
1 akr (acre) = 4840 jardów kw. = 4046,71 m^2 = 40,46 arów (a) (100 arów = 1 ha = 2,47 akra).
1 mila kwadr. (w Stanach Zjedn. = Section) = 640 a = 2, 5899 km^2.
1 cal sześcienny = 16,386 cm^3.
1 stopa „ = 0,0283 m^3 (1 m^3 = 35,316 stóp sześciennych).
1 jard „ = 0,7645 m^3.
1 Register-Ton = 100 stóp sześciennych = 2,832 m^3.

1 funt (pound, lb) = 0,4536 kg (1 kg = 2,204 lb).
1 long ton (t) = 2240 lbs = 1016,04 kg; 1 metr. tona = 1000 kg = 0,9842 long ton.

1 short ton (przeważnie w Stanach Zjedn.) = 2000 lbs = 907,1873 kg.
1 gallon angielski = 4 kwarty (quarts) = 277,463 cale sześc. = 4,546 l (litra); 10 lbs wody zajmują objętość jednego gallonu ang. (1 litr destylowanej wody przy 4° C waży 1 kg = 0,2199 gal.).

1 gallon amerykański = 3,785 l (1 hl = 26,42 gal.).
1 baryłka (bl) w Anglji = 36 gallonów = 163,5 l.
1 „ w Stan. Zjedn. = 42 gallony = 158,98 l = równo 1,6 hl.

1 bl ropy przeciętnie = 133,33 kg ($^1/_9$—$^1/_6$ tony)		1 gallon ropy	= 3,174 kg.
1 „ benzyny (0,72) = 114,24 „		1 „ benzyny	= 2,721 „
1 „ smarów (0,90) = 142,8 „		1 „ smarów	= 3,4 „
1 „ oleju gazowego (0,86) = 136,5 kg		1 „ ol. gaz.	= 3,25 „

1 mt = 1000 kg ropy przeciętnie — 7,5 bls = 12 hl (9—6 baryłek).
1 bl ropy c. g. 0,7 = 110 kg; c. g. 1,0 = 160 kg.
1 tona ropy „ „ = 11 hl; „ „ „ = 14 hl.

Ciśnienie 1 atm = ciśnieniu 1 kg na 1 cm² = 10.000 kg/m² = słupowi wody 10 m = 14,2 ang. funta na 1 cal kw. (14 lbs/sq. inch). Ciśnienie 1 lb/sq. inch. = 0,07 atm. Ciśnienie w funtach na cal kw. przelicza się na ciśnienie w kg na cm² przez pomnożenie na 0,0704.

Małopolska.

Dla powierzchni używają miary austrjackie:
1 Joch = morg austrjacki = 0,57646 ha = 57,54 arów = 5754,6 m² = 0,5267 dziesięciny = 1600 sążni (klafterów) kwadr. (1 sąż. austr. = 1,896 m).
1 mila austrjacka = 7,58 km.
1 mila kwadr. = 10.000 jochów = 57,546 km² (1 ha = 1,74 morga austr.).
Morg polski = 0,5599 ha = 0,5125 dziesięciny = 1875 sążni polskich (1 sążeń polski = 0,81 sążnia rosyjskiego) (1 ha = 1,786 morga polsk.).
Dla wagi: 1 cysterna (wagon) = 10 ton metr. = 10.000 kg = 100 centnarów metr. (q.).

Rosja.

1 stopa = 1′ = 1 ang. stopa = 0,3048 m.
1 sążeń = 7′ = 3 arszyny = 2,1336 m (1 m = 0,469 sążni).
1 wiorsta = 500 sążni = 1066,781 m.
1 mila 10 wiorst = 10,668 km.
1 dziesięcina (diesiatina) = 10.925 m² = 2400 sążni kw. = 1,09 ha = 109 a.
1 sążeń kw. = 4,55 m².
1 wiorsta kw. = 1,138 km² (1ha = 2196,76 sążni kw.).

1 funt = 0,4095 kg (1 kg = 2,4419 funta).
1 pud = 40 funtów = 16,38 kg (1 bl ropy przeciętnie = 8,1 puda do 7,8) (1 tona metr. = 61,04 puda).

Dla pól naftowych w **Rumunji** używa się miara „pogon“, który = 0,5 ha = 5000 m² (właściwie 4969,60 m²).

W Japonji produkcja ropy wyraża się w „koku“, który zawiera 180,39 litra.

Do przewozu nafty i smarów używają beczek drewnianych o pojemności 180—190 l, czyli wagi 144—150 kg; do przewozu benzyny używają beczek żelaznych o pojemności 200, 400 lub 600 litrów. W Rosji i w Ameryce często używa się także blaszanych skrzyń (canister) czyli bidonów, o pojemności 1 puda, lub 19 litrów, czyli 5 amer. gallonów.

SKOROWIDZ.

OMYŁKI DRUKU.

Str.	6	wiersz	5 od dołu	— 4,0%	zamiast	40%
„	7	„	13 „	— Peine	„	Pein
„	13	„	15 „	— Bałachany	„	Balachany
„	27	„	23 „	— Beludżystan	„	Bieludżystan
„	31	„	26 „	— Brunświk	„	Brunszwig
„	35	„	9 od góry	— Bradford	„	Bardford
„	39	„	8 „	— Creek	„	Crek
„	48	„	13 od dołu	— rys. 11 i 12	„	rys. 11
„	62	„	18 „	— Vaqueros	„	Vaquesos
„	81	„	21 „	— w Fort	„	i Fort
„	130	„	1 „	— flooding	„	floading
„	141	„	20 „	— belowezkie	„	bełowezkie
„	203	„	8 „	— Sinajskim	„	Synajskim
„	205	„	19 od góry	— Sinajskim	„	Synajskim